چشم انداز اقتصاد ایران
در سال ۲۰۴۰

هلدینگ بانک، بیمه و سهام
صندوق بازنشستگی کشوری

چشم انداز اقتصاد ایران در سال ۲۰۴۰

تابستان ۱۳۹۶

فهرست

چشم انداز صنعت نفت ایران و آثار اقتصادی آن..... ۲
چشم انداز گاز طبیعی، برق، و انرژی های تجدید پذیر در ایران ۲۳
ارزیابی وضعیت زمین و بارش در صنعت کشاورزی ایران ۵۶

پیشگفتار

توسعه و پیشرفت هر جامعه نیازمند برنامه ریزی در سطوح مختلف است. در این میان ، برنامه ریزی های کلان و بلندمدت اقتصادی و تعیین مسیر و اهداف و تبیین آن ها برای حرکت بخش های مختلف اقتصادی به سمت توسعه و بهره وری ضرورتی اجتناب ناپذیر است. در این میان ، مهمترین رکن و پایه در برنامه ریزی های بلندمدت در شرایط و وضعیت پارامترهای کلان اقتصادی در دوره های زمانی طولانی است که این مهم از طریق آینده پژوهی میسر می گردد. درک روندهای پیش رو و لزوم بهره گیری از فرصت ها و مقابله با چالش ها تنها از طریق آینده پژوهی میسر است. در اقتصاد ایران ، نفت ، گاز و انرژی های دیگر ، نقش اساسی در توسعه اقتصادی و درآمدهای ارزی کشور به صورت مستقیم و غیر مستقیم ایفا می کنند. همچنین مساله آب و کشاورزی بخش دیگری است که با امنیت غذایی کشور ارتباط تنگاتنگی دارد.

با توجه به لزوم تدقیق در روندهای پیش رو ، مستند حاضر براساس گزارش ایران ۲۰۴۰ دانشگاه استنفورد در معاونت سرمایه گذاری هلدینگ مالی صندوق بازنشستگی کشوری ترجمه و تدوین گردیده است. امید است این گزارش بتواند برای تصمیم گیری و برنامه سازی مثمرثمر و مفید فایده باشد.

محمود طهماسبی کهیانی

مدیرعامل هلدینگ مالی صندوق بازنشستگی کشوری

چشم انداز اقتصاد ایران در سال ۲۰۴۰

چشم انداز صنعت نفت ایران و آثار اقتصادی آن

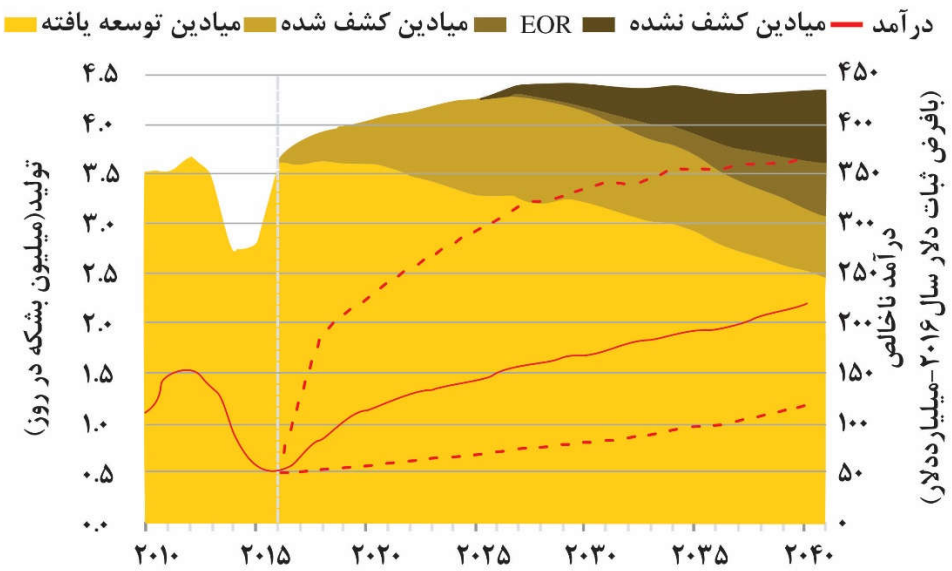
خلاصه مدیریتی

حمایت بی‌سابقه جهانی از سیاست‌های کاهش انتشار کربن همراه با ظهور فناوری‌های جدید در استخراج نفت خام از منابع غیرمتعارف، احتمال اینکه ذخایر نفتی ایران برای همیشه به پایان برسد را به طور فزاینده‌ای کاهش داده است. به همین دلیل است که امروزه از ارزش عملی تعیین مقدار واقعی ذخایر نفتی ایران که مدت‌هاست موضوع مورد بحث محافل بوده کاسته شده، و به جای آن تمرکز بیشتری بر ارزیابی نرخ بازیافت نفت از میادین بالغ و زیرساخت‌هایی که به میزان کافی در آنها سرمایه‌گذاری نشده اختصاص یافته است.

در این خصوص، در گزارش حاضر به تحلیل عمیق تاریخچه تولید نفت خام ایران و برآوردهای آتی آن تا سال ۲۰۴۰ پرداخته می‌شود و تمامی ۹۸ مخزن و میادین نفتی با تولید انباشته ۷۲ میلیارد بشکه از سال ۱۹۱۳ مورد بررسی گرفته است. برآوردهای آتی بر اساس وضعیت فعلی میادین فعال و زیرساختارهای موجود آن، پروژه‌های اعلام شده و در جریان و نیز ازدیاد تولید بالقوه در میادین کشف نشده و توسعه نیافته[۱] صورت گرفته است. بنابر یافته‌های حاصل، میانگین نرخ کاهش سالانه‌ی میادین نفتی موجود در ایران ۰,۶ درصد، (با درنظرگرفتن تاثیر تعمیر و نگهداری)، میانگین بازدهی چاه‌های جدید در سال ۲۰۱۶ معادل ۱,۷ هزار بشکه در روز با نرخ کاهش ۳,۲ درصدی نسبت به سال قبلی، و نیز میانگین بازده حاصل از تزریق گاز ۴ هزار بشکه به ازای هر میلیون متر مکعب بوده است. همچنین در محتمل‌ترین سناریو نشان می‌دهیم که ظرفیت تولید نفت ایران با شیب ملایمی طی دهه‌های آتی افزایش خواهد یافت و تا قبل از سال ۲۰۲۰ و ۲۰۳۰ به ترتیب به ۴ و ۴,۴ میلیون بشکه در روز خواهد رسید. درضمن چنانچه پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت[۲] و استخراج در آینده به طور کامل به اجرا برسند به طور بالقوه شاهد تداوم این روند تا سال ۲۰۴۰ خواهیم بود (شکل ES-۱).

با استفاده از برآوردهای سازمان اطلاعات انرژی آمریکا (EIA) از قیمت نفت خام به عنوان ارقام مبنا، انتظار داریم ناخالص درآمد سالانه‌ی ایران از فروش نفت خام (شکل ES-۱) تا اواسط دهه بعدی به سطح سال‌های ۲۰۱۱/۱۲ خود یعنی در حدود ۱۵۰ میلیارد دلار (با فرض ثبات دلار سال ۲۰۱۶) برسد.

[۱] undeveloped and undiscovered fields
[۲] enhanced oil recovery projects



شکل ES-1. تولید نفت خام ایران در گذشته و برآوردهای آن برای دهه‌های پیش رو (محور سمت چپ)، و ناخالص درآمد حاصل از کل تولید نفت خام با فرض ثبات دلار سال ۲۰۱۶ (محور سمت راست). خط‌چین‌ها نشان دهنده، حدود بالایی و پایینی درآمد نفت ایران در آینده می‌باشند. در این ارزیابی، تولید NGL و درآمد مرتبط با آن درنظر گرفته نشده است.

تحلیل ما حاکی از آن است که تا اواسط دهه بعد، ایران می‌تواند به کاهش تولید در میادین بالغ خود را از طریق بهره‌برداری از ذخایر توسعه نیافته جبران نماید. اما چالش اصلی از اواسط دهه‌ی آتی نمود خواهد یافت یعنی زمانی که حفظ سطح تولید، تنها از طریق بهره‌برداری از چاه‌های بسیار بیشتر، تزریق سهم بیشتری از گاز طبیعی تولید شده، استفاده از استخراج مصنوعی[۳] و سرمایه‌گذاری سنگین در شیوه‌های بازیافت ثانویه امکانپذیر خواهد بود. باوجود اینکه انتظار داریم درآمد ناخالص، روند رو به رشدی داشته باشد، اما افزایش هزینه‌های تولید (به دلیل عوامل فوق‌الذکر) همراه با بیشتر شدن مصرف آتی انرژی در داخل کشور موانعی در رشد قابل توجه درآمد حاصل از صادرات نفت از سال ۲۰۲۵ است.

[۳] artificial lift

مقدمه

ایران یکی از متنوع‌ترین اقتصادها را در میان کشورهای صادرکننده نفت در خاورمیانه را دارا می باشد. با این وجود درآمد نفتی این کشور هنوز به طور تقریبی ۳۰ درصد از درآمد دولت و بیش از ۲۰ درصد از ارزش افزوده ناخالص واقعی را تشکیل می‌دهد. صنعت نفت و گاز ایران به شدت نیازمند جذب فناوری نوین و سرمایه خارجی است. برای نیل به این هدف، دولت ایران در نظر دارد تا از طریق ارائه حدود ۵۰ پروژه‌ی نفتی و گازی به سرمایه‌گذاران خارجی و شرکت‌های نفتی بین‌المللی، برای صنایع بالادستی خود در برنامه ۵ ساله ششم توسعه اقتصادی رقم ۲۰۰-۱۵۰ میلیارد دلار سرمایه جذب نماید. از اینرو سرمایه‌گذاری در این بخش تا به امروز با بستن قراردادهای "بیع متقابل[۴]" که توسط ایران در سال ۱۹۸۹ معرفی شد انجام می‌شده است. بنابر چنین قراردادهایی، پس از ساخت میادین، مالکیت پروژه به شرکت ملی نفت ایران[۵] (NIOC) بازمی‌گردد. به جای قراردادهای بیع متقابل، شرکت ملی نفت ایران تلاش می‌کند تا قرارداد نفتی ایران[۶] (IPC) را به گونه‌ای معرفی نماید تا برای سرمایه‌گذاران، جذاب‌تر به نظر برسد. یکی از موانع اصلی در جذب سرمایه‌گذاری خارجی از سوی بخش نفت ایران قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران است که در آن مالکیت خارجی بر منابع طبیعی را ممنوع ساخته است. البته اعلام شده است که مدل‌های جدید IPC به طور بالقوه می‌توانند این مشکل را حل نمایند.

علاوه بر چالش‌هایی که در بالا ذکر شد، توسعه‌ی نوین در بازار انرژی جهان نیز احتمالاً تاثیر بادوام و عمیقی بر بخش نفتی ایران و اقتصاد این کشور می‌گذارد.

رشد نگرانی‌ها درباره تغییرات جوی به اتخاذ سیاست‌هایی منجر شده که به طرز قابل توجهی به کاهش انتشار کربن در جریان رشد اقتصاد جهانی خواهد انجامید و از این رو از جذابیت سوخت‌های فسیلی در بلندمدت خواهد کاست. تعهدات اخیر اعمال شده از سوی کشورها با هدف اینکه متوسط افزایش درجه حرارت زمین از ۲ درجه سانتیگراد فراتر نرود و کل انباشت کربن در جهان در سطحی کمتر از یک تریلیون تن باقی بماند، به نوبه خود این انتظار را افزایش می‌دهد که نرخ رشد سالانه تقاضا برای نفت در جهان تا سال ۲۰۳۰، تنها حدود ۰,۶ درصد باشد.

در بخش عرضه، انقلاب شِیل[۷]، نه تنها باعث افزایش سطح عرضه در جهان شد بلکه داینامیک‌های بازار نفت در جهان را به طور کامل متحول ساخته است. تقریباً می‌توان گفت هزینه تولید بخش عمده ای از نفت شیل آمریکا

[۴] buyback
[۵] National Iranian Oil Company
[۶] Iran Petroleum Contract (IPC)
[۷] shale

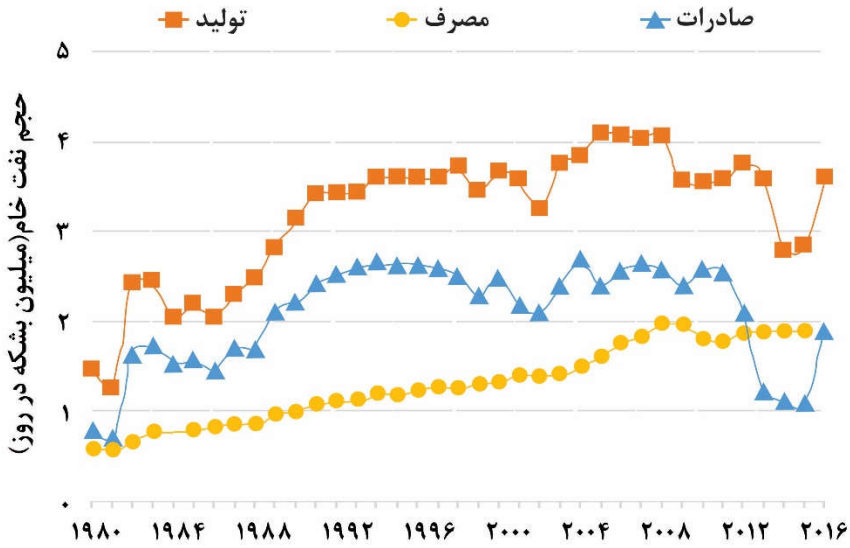
در میانه منحنی هزینه‌ی عرضه نفت در جهان قرار گرفته است. زمان توسعه پروژه‌ی شیل و عمر چاه‌های نفت شیل معمولاً کوتاه‌تر از منابع متعارف نفتی است که دلالت بر این دارد نفت شیل هم اکنون به عنوان یک ضربه گیر[۸] در مقابل اوپک عمل می‌کند.

شکل ۱، صادرات و تولید نفت ایران و مصرف فرآورده‌های پالایشگاهی را از سال ۱۹۸۰ نشان می‌دهد. ظرفیت پایدار فعلی ایران در استخراج نفت خام ۳,۷ میلیون بشکه در روز برآورد می‌شود. طی دو دهه گذشته، ظرفیت تولید ایران در محدوده ۳,۶ تا ۴,۱ میلیون بشکه در روز در نوسان بوده است. صادرات نفت ایران در مدت کوتاهی پس از ساخت اولین میادین نفتی آغاز شد و تا اواسط دهه ۱۹۷۰ به اوج خود یعنی ۵,۵ میلیون بشکه در روز رسید، که البته پس از انقلاب سال ۱۹۷۹ تا کمتر از ۱ میلیون بشکه در روز تنزل یافت. اگرچه پس از آن افت، صادرات نفت بهبود یافت و در سطح حدود ۲,۲ میلیون بشکه در روز به ثبات رسید، اما مجدداً اجرای تحریم‌های بین‌المللی در سال‌های ۲۰۱۱-۲۰۱۲ منجر به کاهش صادرات نفت ایران به کمتر از ۱ میلیون بشکه در روز گردید.

از آنجا که میانگین هزینه تولید هر بشکه نفت ایران کمتر از ۱۰ دلار می‌باشد، نفت خام ایران نزدیک به قسمت پایینی منحنی هزینه‌ی تولید نفت در جهان قرار گرفته است. البته همانطور که بحث شد، ایران در دوره‌ی زمانی میان مدت تا بلندمدت تنها خواهد توانست افت مذکور در تولید میادین بالغ خود را با بهره‌برداری از منابعی که به آسانی قابل بازیافت نیستند (با استفاده از روش‌هایی نظیر EOR یا همانEnhanced Oil Recovery) جبران نماید، که درنتیجه به افزایش هزینه نسبی تولید و در نهایت کاهش سود خواهد انجامید.

[۸] shock absorber

شکل ۱: صادرات و تولید نفت خام ایران (۴) و مصرف فرآورده‌های پالایشگاهی (۵) بین سال‌های ۱۹۸۰ تا ۲۰۱۶.



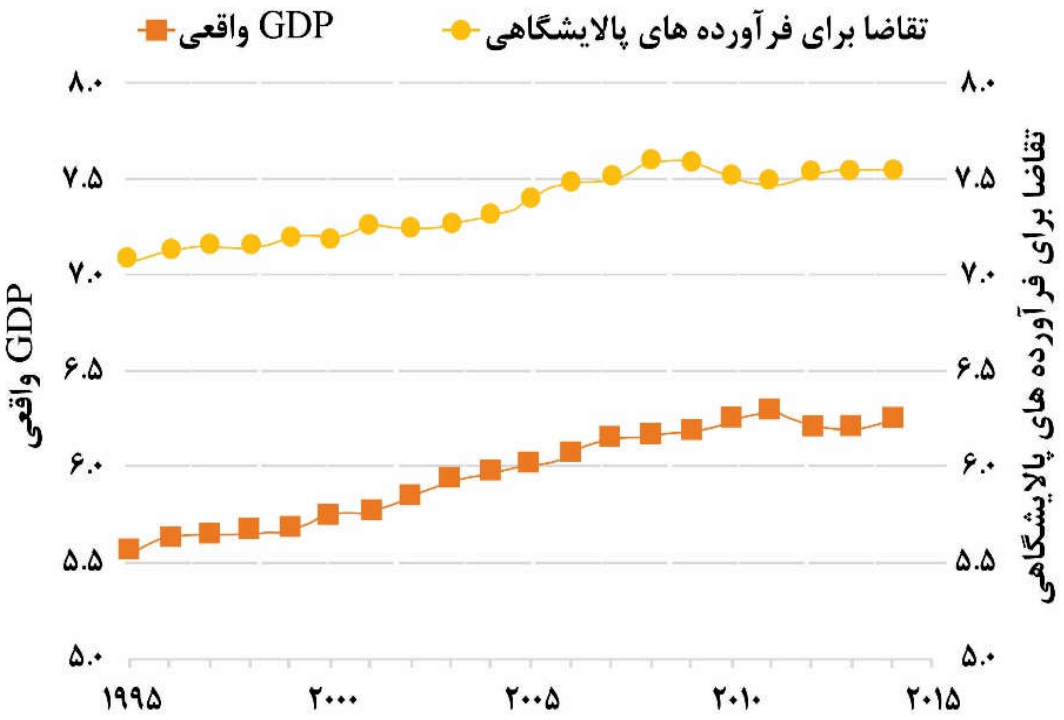
علاوه بر افزایش قابل توجیه در هزینه بازیافت نفت، تامین تقاضای در حال رشد داخلی برای نفت و فرآورده های آن نیز سربار دیگری بر صنعت نفت ایران تحمیل می‌کند. همانند دیگر کشورهای صادرکننده نفت در خاورمیانه، اقتصاد ایران نیز به شدت به مصرف نفت و فرآورده های آن وابسته است. شکل ۲، رشد اقتصاد ایران و تقاضا برای فرآورده های نفتی را نشان می‌دهد.

مصرف فرآورده های نفتی رشد ۰,۸۵ درصدی در تقاضا به ازای هر یک درصد رشد در سطح فعالیت اقتصادی را نشان می دهد. این رقم به طور متوسط برابر با رشد سالانه حدود ۶۰ هزار بشکه در روز است. البته کل تقاضا برای فرآوردهای پالایشگاهی از سال ۲۰۰۸ به بعد، عمدتاً به دلیل اجرای اقدامات محدودکننده از سوی شرکت ملی نفتکش ایران بر بخش عرضه و انقباض اقتصاد ایران بین سال‌های ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۵ تقریبا به ثبات رسیده است. بین سال‌های ۱۹۹۵ تا ۲۰۱۵، سرانه شدت مصرف نفت[۹] ایران افزایش یافته و از ۷,۲ به ۸,۷ بشکه در سال رسید، و این درحالی است که شدت وابستگی اقتصاد کشور به نفت برای هر ۱۰۰۰ دلار تولید ناخالص داخلی (با فرض ثبات دلار سال ۲۰۱۶) از ۱,۷ تا ۱,۳ بشکه تنزل یافته است. در سال ۲۰۱۴، سهم نفت و گاز طبیعی از مصرف انرژی اولیه در ایران به ترتیب ۳۷ و ۵۳ درصد بود.

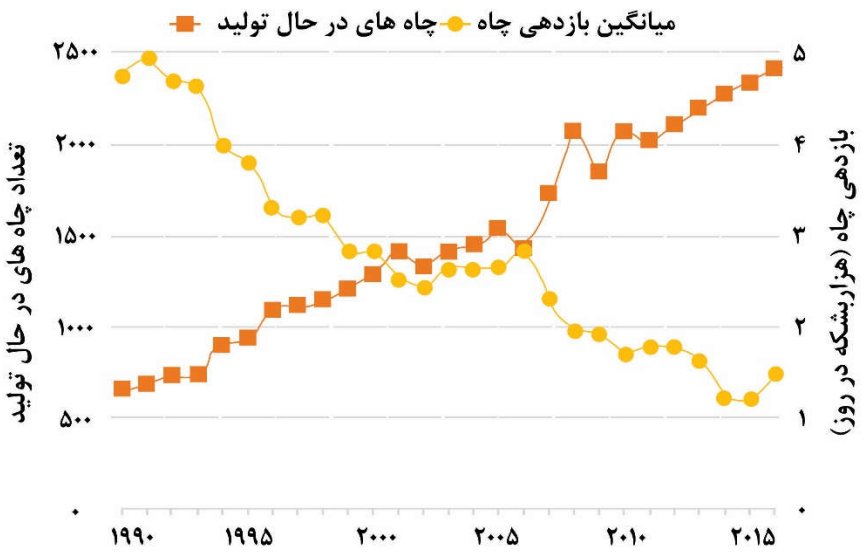
[۹] oil-intensity: میزان مصرف نفت برای تولید یک واحدGDP ، شدت نفت نامیده می‌شود .

همچنین میانگین بازدهی چاه‌های نفت ایران طی دهه‌های گذشته به شدت کاهش یافته است (شکل۳). در حال حاضر، میانگین تولید روزانه یک چاه نفت در ایران ۱,۵ هزار بشکه است که تقریباً همسطح با امارات متحده عربی (۱,۷ هزار بشکه)، کویت (۱,۶ هزار بشکه) و عراق (۱,۵ هزار بشکه) به نظر می‌رسد، اگرچه نسبت به عربستان سعودی (۲,۹ هزار بشکه) به مراتب پایین‌تر می‌باشد.

شکل ۲: GDP واقعی (با فرض ثبات دلار در سال ۲۰۱۶- میلیارد) و تقاضا برای فرآورده‌های پالایشگاهی (هزار بشکه در روز)، (مقادیر در هر دو محور به لگاریتم)



شکل ۳، تعداد چاه‌های درحال تولید نفت (محور سمت چپ) و میانگین بازدهی چاه (محور سمت راست). داده‌های مربوط به سال‌های بین ۲۰۱۲ و ۲۰۱۵ بازدهی را به درستی نشان نمی‌دهد زیرا در دوره مذکور میزان تولید بسیار کمتر از ظرفیت بوده است.



در اینجا، نخست مهمترین پارامترهای مربوط به ظرفیت تولید نفت خام ایران تعیین می گردد. این پارامترها شامل نرخ افت سالانه‌ی میادین نفتی ایران، تغییرات موقتی در بازدهی چاه‌های جدید و بازده نفت خام نهایی حاصل از تزریق گاز طبیعی می باشد. سپس با برآورد تولید آتی هر کدام از مخازن و میادین نفتی ایران، یک چشم‌انداز (با رویکرد از پایین به بالا[۱۰]) از تولید نفت خام کشور در آینده ارائه می گردد. درضمن، به منظور پیش‌بینی محدوده‌ی درآمد نفتی ایران در آینده، از قیمت و تولید آتی پیش‌بینی شده‌ی EIA استفاده شده است. در نهایت، نشان می دهیم که چگونه توزیع سطح تخلیه میادین نفتی ایران در آینده تغییر خواهد کرد و همچنین اثرات اقتصادی و تکنیکی آن نیز مطرح خواهند شد.

متدها

تحلیل مذکور منحصراً برمبنای داده‌های در دسترس ارائه شده، که پس از گردآوری با استفاده از دو مدل (جدول ۱) مورد استفاده قرار گرفته است. مدل جایگزین[۱۱] ظرفیت تولید از ظرفیت اولیه در t. همراه با تزریق

[۱۰] bottom-up
[۱۱] surrogate model

سالانه گاز (شکل ۴) و داده‌های مربوط به حفاری چاه (شکل ۵) به منظور بازسازی ظرفیت تولید سالانه واقعی در جهان در سال های آتی ($t > t_0$) استفاده می‌کند. داده‌های ورودی این مدل از آمار سری‌های زمانی که به طور سالانه توسط سازمان‌های بین‌المللی و داخلی از جمله اوپک، سازمان اطلاعات انرژی آمریکا، بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران، شرکت ملی نفتکش ایران و آژانس بین المللی انرژی منتشر می‌شود جمع‌آوری شده است.

مدل مزبور چهار پارامتر آزاد دارد: میانگین نرخ کاهش چاه‌های در حال تولید، میانگین بازدهی چاه جدید در t_0 ، کاهش سال به سال در میانگین بازدهی چاه جدید، و بازده تولید نفت خام نهایی حاصل از تزریق گاز (که به صورت کل تولید منهای تولید مورد انتظار در غیاب تزریق گاز تعریف می‌شود). مقادیر این پارامترها با استفاده از رگرسیون حداقل مربعات برای داده‌های ظرفیت نفت خام از سال ۱۹۹۱ تا ۲۰۱۵ برآورد شده است. همانطور که در ادامه توضیح داده خواهد شد، از داده‌های خروجی مدل اول در مدل دوم استفاده شده تا تغییرات آتی در ظرفیت تولید نفت خام پیش بینی گردد. به منظور لحاظ میانگین زمان فعالیت چاه جدید در اولین سال تولید با ۵۰٪ ظرفیت اسمی در محاسبات لحاظ شده است. مدل مذکور بر اساس داده‌های ظرفیت تولید مدل شده است. زیرا تولید واقعی می‌تواند تحت تاثیر عوامل بیرونی از جمله تحریم‌های بین‌المللی که در مدل در نظر گرفته نشده است قرار بگیرد (و در عمل قرار گرفته است).

مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص[۱۲] حاوی داده‌های تاریخی از میزان تولید نفت خام، نفت در جا[۱۳] اولیه، منبع قابل بازیافت نهایی[۱۴] (URR)، سطح تخلیه[۱۵]، و درجه API نفت خام برای هر کدام از میادین (یا در برخی موارد، مخزن) می‌باشد.

URR مقدار نفت خامی است که به لحاظ تجاری می‌تواند در تمام طول عمر میدان نفتی تولید گردد. سطح تخلیه میدان نفتی به صورت نسبتی از تولید انباشته‌ی یک میدان در زمان مشخص به URR آن تعریف می‌شود. کل ۹۸ مخزن و میادین نفتی ایران با تولید انباشته ۷۲ میلیارد بشکه (BBL) بین سال‌های ۱۹۱۳ و ۲۰۱۶ در محاسبات لحاظ شده اند. چشم‌اندازهای آتی در مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص برمبنای تاریخچه تولید در گذشته، سطح تخلیه، منبع قابل بازیافت باقیمانده (RRR) و پروژه‌های اعلام شده و درجریان برای میدان نفتی مربوطه تعیین می‌شوند. ازدیاد تولید بالقوه‌ی حاصل از میادین کشف نشده و توسعه نیافته نیز در

[۱۲] field-specific model

[۱۳] oil-in-place: نفت درجا نشان دهنده حجم نفت موجود در مخازن است. آمار نفت درجا معمولاً به صورت " نفت در جای اولیه " اعلام می شود، یعنی حجم نفتی که در زمان کشف و قبل از بهره برداری از مخازن گزارش شده است.

[۱۴] ultimately recoverable resource

[۱۵] depletion level

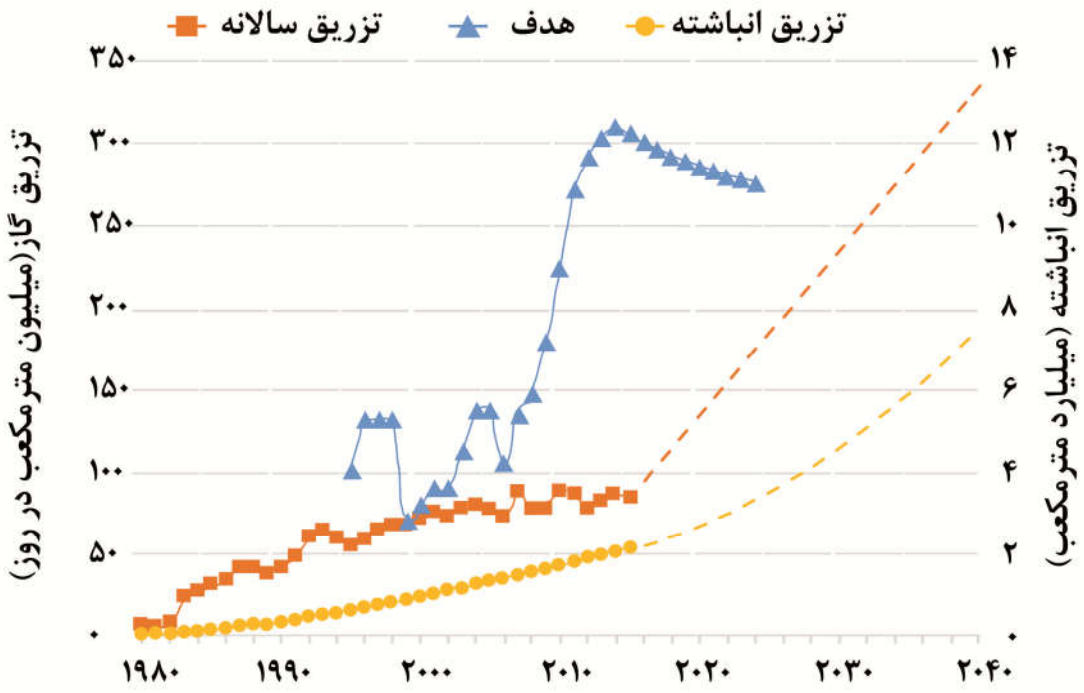
این تحلیل لحاظ گردیده و تولید آتی میادین بزرگ کشف شده برمبنای برنامه‌های توسعه آنها محاسبه شده است. درخصوص منابع کشف نشده و میادین کشف شده‌ای[۱۶] که برنامه‌های توسعه آنها اعلام عمومی نشده، فرض بر این است که نرخ تولید در سطح ثابت برابر با نرخی باشد که در آن میدان نفتی مذکور به طور کامل به اتمام می‌رسد. در نتیجه برآورد می گردد که عمر میدان ۳۰ سال باشد. میانگین زمان انجام کار، مابین زمان اتخاذ تصمیم نهایی برای سرمایه‌گذاری و اولین تولید نفت در ایران ۵ تا ۶ سال است. از این رو فرض می‌شود که یک شکاف ۱۰ ساله بین اطلاعات اکتشاف و اولین تولید نفت از آن میدان وجود دارد. همچنین فرض بر این است که از اکنون تا سال ۲۰۳۰، روند اکتشاف ذخایر نفتی با نرخ ثابت ۵۰۰ میلیون بشکه در سال تداوم خواهد یافت. در نتیجه جمع کل نفت حاصل از اکتشاف ذخایر بین سال‌های ۱۹۹۵ و ۲۰۳۰ به ۳۳ میلیارد بشکه می رسد (شکل ۶)، که البته هنوز ۳۸ درصد کمتر از رقم برآورد شده سازمان زمین شناسی آمریکا از ذخایر قابل اکتشاف ایران (یعنی ۵۳ میلیارد بشکه) می‌باشد.

جدول ۱. دو مدل استفاده شده در تحلیل و داده‌های اصلی ورودی و خروجی آنها

مدل	ورودی‌ها	خروجی‌ها
مدل جایگزین ظرفیت تولید	ظرفیت اولیه تولید، حجم تزریق گاز، و تعداد چاه‌های نفت جدید	میانگین نرخ کاهش، بازدهی چاه جدید، افت سال به سال در بازدهی چاه جدید، و بازده بازیافت نفت بیشتر از طریق تزریق گاز
مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص	نرخ تاریخی تولید سالانه، نفت در جا اولیه، ذخیره نهایی، درجه API نفت خام، EOR و برنامه‌های توسعه آتی، و براوردها از تزریق گاز و اکتشاف‌های ذخایر در آینده	تولید آتی، تغییر سطح تخلیه، و میانگین درجه API نفت خام ایران

[۱۶] greenfields

شکل ۴. داده‌های تاریخی و برآوردهای آتی از تزریق سالانه گاز و اهداف پیشین آن (محور سمت چپ)، و تزریق گاز انباشته (محور سمت راست) به مخازن نفت خام ایران.



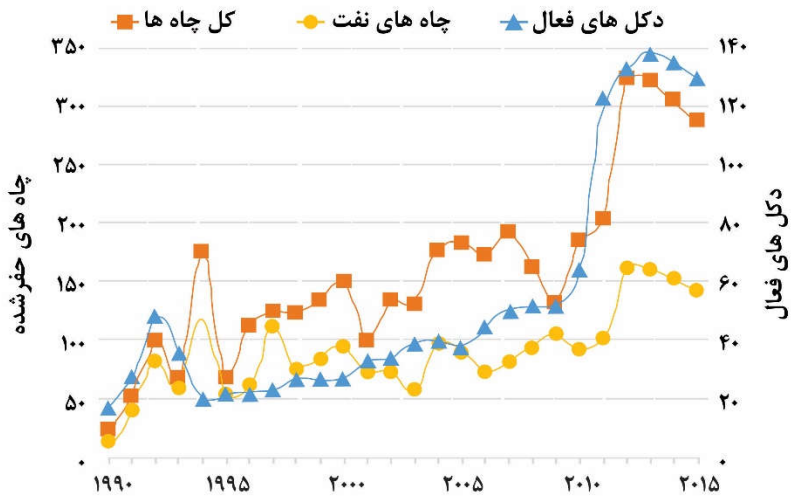
اهداف سالانه تزریق گاز جهت حفظ فشار در ۲۴ میدان نفتی در حال کاهش ایران.

این اهداف برمبنای ترازهای گاز طبیعی پیش‌بینی شده‌ی شرکت ملی نفتکش ایران در دوره های مختلف تعیین شدند.

همچنین فرض شده است که تزریق گاز با نرخ ۱۰ میلیون مترمکعب در سال افزایش خواهد یافت که خود به این معناست تزریق گاز در سال ۲۰۴۰ به ۳۳۵ میلیون مترمکعب در روز خواهد رسید (شکل ۴). این رشدِ بالاتر از معمول، ظاهراً برمبنای برنامه‌های جسورانه ایران در افزایش تولید گاز طبیعی خود در دهه های آتی تعدیل می‌شود؛ که درنتیجه به دسترسی به گاز بیشتر برای تزریق منجر خواهد شد. بنابر آخرین پیش‌بینی سازمان اطلاعات انرژی آمریکا، ایران قادر است نرخ تولید گاز طبیعی قابل عرضه در بازار را از ۵۰۰ میلیون متر مکعب در روز در سالِ ۲۰۱۵ به ۱۰۰۰ مترمکعب در روز در سالِ ۲۰۴۰ برساند، و این درحالیست که هدف برنامه‌های شرکت ملی نفتکش ایران رسیدن به هدف ۱۰۰۰ میلیون مترمکعب تا قبل از سال ۲۰۲۰ می‌باشد.

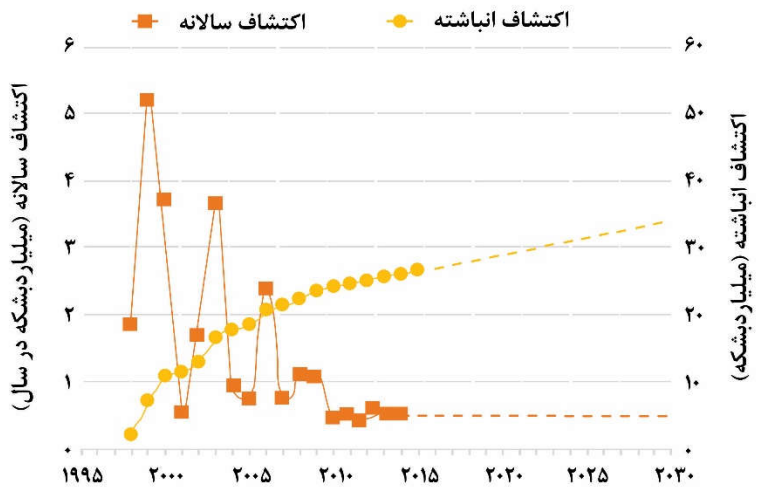
علاوه بر گاز طبیعی تزریق شده و قابل عرضه، ایران ۳۰ میلیون مترمکعب از گاز همراه نفت[۱۷] خود را در سال ۲۰۱۵ سوزانده است، که به طور بالقوه می‌تواند در آینده به مخازن نفتی، تزریقِ مجدد گردد. اخیراً توسعه‌ی توزیع گاز طبیعی در ایران به سطحی رسیده است که هم اکنون بیش از ۹۰ درصد از مردم برای مصارف مسکونی خود به گاز طبیعی دسترسی دارند و از این رو احتمالاً نرخ رشد تقاضا در این بخش در آینده تنزل خواهد یافت. همچنین ایران به طور قابل توجهی بر سهم گاز طبیعی در ترکیب سوخت خود جهت تولید برق (برای اجتناب از مصرف سوخت مایع) در نیروگاه‌ها افزوده است و درنتیجه نرخ رشد آتی در این بخش نیز احتمالا کاهش خواهد یافت. با توجه به موارد گفته شده فرض در خصوص افزایش سالانه‌ی ۱۰ میلیون مترمکعب برای تزریق گاز، یک سناریوی منطقی بوده است. ظرفیت فعلی زیرساخت‌های تزریق گاز، ۲۰۰ میلیون مترمکعب در روز برآورد می‌شود.

شکل ۵. تعداد چاه‌های نفتی و کل تعداد چاه‌های حفر شده (محور سمت چپ)، و تعداد دکل‌های فعال (محور سمت راست).



[۱۷] associated gas

شکل ۶. داده‌های تاریخی (۲۰۱۵-۱۹۹۸) و برآوردهای آتی (محور سمت چپ) از اکتشاف سالانه ذخایر انباشته (محور سمت راست).



در سرتاسر این گزارش، مقادیر تولید انحصاراً به نفت خام مربوط می‌شود و شامل هیچ نوع دیگری از میعانات نظیر NGL نمی‌باشد. به طور مشابه، منابع و ذخایر گزارش شده در اینجا نیز فقط درمورد نفت خام است. درآمد ناخالص در سناریوهای مختلف برمبنای پیش‌بینی‌های سازمان اطلاعات انرژی آمریکا از قیمت نفت خام برنت محاسبه و برمبنای داده‌های تاریخی در ۵ سال گذشته تعدیل شده است تا تفاوت بین قیمت نفت برنت و میانگین قیمت نفت خام ایران را بدست آید. هیچ تخفیف قیمتی برای نفت خام مصرف شده در داخل کشور در زمان محاسبه درآمد ناخالص درنظر گرفته نشده است.

نتایج و بحث و بررسی

در این بخش، ابتدا نتایج حاصل از مدل جایگزین، ارائه شده و سپس در مورد اثرات آن بر تولید نفت ایران در آینده بحث خواهد شد. متعاقباً، با استفاده از مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص (که قبلاً بدان پرداختیم) نشان می‌دهیم که چگونه تولید نفت خام ایران در آینده تا سال ۲۰۴۰ به تکامل می‌رسد. همچنین سهم میادین در حال تولید فعلی، میادین توسعه نیافته، EOR و میادین کشف نشده در ترکیب تولید آتی را نیز تعیین می‌کنیم.

نتایج برآورد پارامتری که از طریق منطبق کردن مدل جایگزین در جدول ۲ آمده است بر اساس داده های تاریخی ظرفیت تولید نفت خام ایران در ۲۵ سال گذشته تخمین زده شده است. میانگین خطای مدل، ۴ درصد بوده است.

جدول ۲. مقادیر پارامترهای برآورد شده برای مدل جایگزینِ ظرفیت تولید نفت خام ایران.

پارامتر	مقدار	واحد
نرخ کاهش ظاهری	۶,۰	درصد در سال
میانگین بازدهی چاه‌های جدید در سال ۲۰۱۶	۱,۷	هزار بشکه در روز
کاهش سال به سال در بازدهی چاه‌های جدید	۳,۲	درصد در سال
میانگین بازیافت بیشتر از طریق تزریق گاز	۴,۰	هزار بشکه/میلیون مترمکعب

دریافتیم که نرخ کاهش ظاهری میادین نفتی ایران، ۶,۰ درصد در سال بوده است. نرخ کاهش ظاهری را مجوع اثرات افت ذاتی میادین (منفی) و تعمیر و تکمیل چاه و فعالیت‌های تعمیر و نگهداری (مثبت) تعریف می‌کنیم – و معتقدیم میانگین نرخ کاهش ذاتی میادین نفتی ایران احتمالاً از ۶ درصد بالاتر است. به عبارت دیگر اگر فعالیت‌های تعمیر چاه و تزریق گاز در سطوح فعلی حفظ شوند و هیچ چاه جدیدی به فرآیند تولید افزوده نگردد، ظرفیت تولید در هر سال ۶ درصد کاهش می‌یابد، که با نرخ تولید فعلی معادل ۲۴۰ هزار بشکه در روز می‌باشد.

سایر پارامترهای بااهمیت حاصل از منطبق سازی مدل عبارتند از میانگین بازدهی چاه‌های جدید و نرخی که بازدهی در طول زمان تغییر می‌کند. همانطور که فعالیت‌های حفاری نوعاً شامل توسعه میادین کشف شده و حفاری‌های جدید در میادینِ در حال تولید می‌باشد، بازدهی چاه‌های جدید در این دو نوع میدان نیز به عنوان مقادیر واقعی[۱۸] برای میانگین بازدهی چاه‌های جدید حفاری شده در هر سال به کار گرفته می‌شود. بازبینی برنامه‌های جدید برای دور بعدی پروژه‌های توسعه میدان نفتی، آشکار می‌سازد که میانگین تولید (مورد انتظار)

[۱۸] de facto bounds

یک چاه جدید به طور تقریبی ۱,۹ هزار بشکه در روز است، درحالیکه میانگین بازدهی کل چاه‌های در حال تولید در حال حاضر برابر با ۱,۵ هزار بشکه در روز می‌باشد (شکل ۳). میانگین نرخ تولید چاهی که جدیداً در سال ۲۰۱۶ تکمیل شده برابر ۱,۷ هزار بشکه در روز است (جدول ۲)

سومین پارامتری که معرفی شد تغییرات زودگذر در میانگین بازدهی چاه‌های جدید بر مبنای هر ساله را در بر می‌گیرد. مشخص شد که در دوره زمانی بین ۱۹۹۱ و ۲۰۱۶، میانگین بازدهی چاه‌های جدید در سال اول تکمیلشان به تدریج از ۳,۸ تا ۱,۷ هزار بشکه در روز کاهش یافته است که حاکی از نرخ کاهش سالانه‌ی ۳,۲ درصدی می‌باشد.

آخرین پارامتر مورد نظر، بازده نهایی بازیافت نفت خام از طریق تزریق گاز است. تزریق گاز مخلوط نشدنی و اثربخشی آن در عملیات بهبود ضریب بازیافت نفت خام در میادین نفتی ایران مفهومی است که مورد توجه قرار نگرفته و درخصوص بازده نهایی بازیافت نفت خام از طریق تزریق گاز مخلوط نشدنی، دامنه وسیعی از مقادیر گزارش شده است.

تفاوت در اثر واقعی تزریق گاز مخلوط نشدنی به چند عامل از جمله تفاوت از لحاظ زمین شناسی در میان میادین نفتی، سطوح تخلیه میدان، خواص نفت خام و نسبت تزریق به تولید وابسته است. برآورد می گردد که میانگین مقدار نفت خام نهایی تولید شده از طریق تزریق گاز طبیعی به داخل میادین نفتی ایران برابر با ۴ هزار بشکه به ازای هر میلیون متر مکعب باشد.

در بخش دوم تحلیل، همانطور که به طور خلاصه در بخش قبلی بیان شد، از مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص که اطلاعات مربوط به تولید سالانه و داده‌های ذخایر و منابع تمام میادین نفتی ایران را در بر می‌گیرد، بهره گرفته شد تا ظرفیت تولید نفت خام در آینده پیش‌بینی گردد. از مقادیر پارامترهای حاصل از مدل جایگزین، همراه با برنامه‌های توسعه آتی و تاریخچه تولید هر میدان خاص استفاده شد تا میزان تولید هر کدام از میدان‌های نفتی در آینده محاسبه گردد. برنامه‌های توسعه که در اینجا مدنظر قرار گرفته‌اند برمبنای پروژه‌های درجریان، برنامه‌های اعلام شده و/یا سناریوهای منطقی برای توسعه آتی تعیین شده‌اند، که در آنها تعداد ذخایر و مشخصات نفت خام هر کدام از میدان‌ها مشخص می‌باشد.

شکل ۷ پیش‌بینی تولید نفت خام ایران در آینده از میادین موجود، کشف شده و کشف نشده با احتساب بازیافت بیشتر (از طریق تزریق گاز و حفاری جدید) را نشان می‌دهد. ظرفیت تولید نفت خام با اجرای تکنیک‌های EOR به طور جداگانه نمایش داده می‌شوند. به منظور درک بیشتر، درآمد و تولید نفت خام در سال‌های

گذشته هم ارائه شده‌اند. بر اساس یافته های مدل، کل ظرفیت تولید نفت ایران احتمالا تا قبل از سال ۲۰۲۰ به ۴ میلیون بشکه در روز خواهد رسید و پس از آن شاهد افزایش بیشتر تولید و رسیدن به سطح تولید ۴,۴ میلیون بشکه در روز در اواسط دهه‌ی بعد میلادی خواهیم بود. مدل پیش‌بینی می‌کند که ظرفیت تولید میادینِ در حال تولید ممکن است تا سال ۲۰۴۰ از ۳,۷ میلیون بشکه در روز تا ۲,۵ میلیون بشکه تنزل یابد. انتظار می‌رود ظرفیت تولید روزانه‌ی میادین کشف شده (در واقع توسعه نیافته) به طور یکنواختی بر مبنای سالانه تا ۹۰ هزار بشکه افزایش یابد و تا سال ۲۰۲۷ به ۱,۰ میلیون بشکه در روز برسد، البته سپس با میانگین نرخ سالانه‌ی ۲۷ هزار بشکه در روز کاهش می‌یابد و در سال ۲۰۴۰ ظرفیت تولید، ۶۵۰ هزار بشکه در روز خواهد بود. ذخایری که احتمالاً بعد از سال ۲۰۱۶ کشف می‌شوند به طور بالقوه پس از ۱۰ سال به بهره‌برداری خواهند رسید. با فرض نرخ ثابت اکتشاف ۵۰۰ میلیون بشکه در سال (شکل ۶)، تخمین زده می‌شود سهم ذخایر کشف نشده در سال ۲۰۴۰ تقریباً به ۷۰۰ هزار بشکه در روز برسد. در نهایت پیش‌بینی می گردد که بازیافت نفت خام از طریق اجرای متدهای EOR ، از نیمه دوم دهه‌ی بعد تا سال ۲۰۴۰ منجر به تولید حدود ۵۰۰ هزار بشکه در روز بر خواهد شد، به واقعیت تبدیل می‌شود.

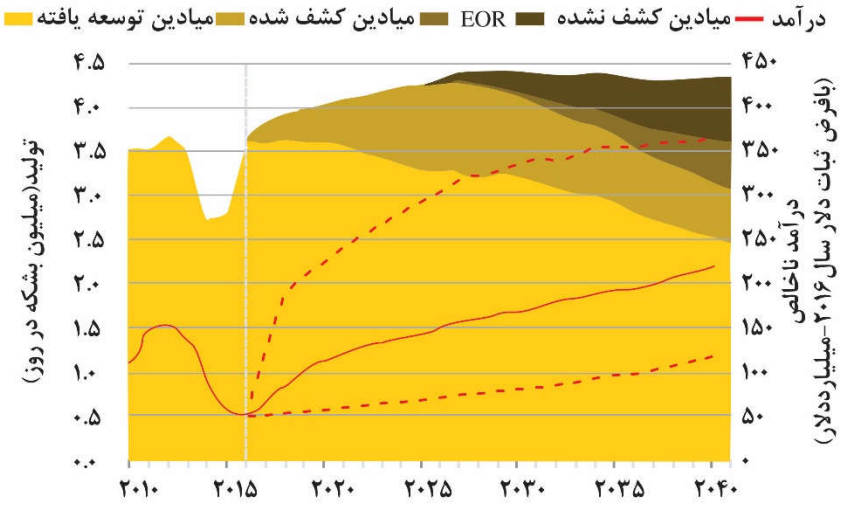
از چشم‌انداز تولید (که در بالا شرح داده شد) و پیش‌بینی‌های سازمان اطلاعات انرژی آمریکا از قیمت نفت خام در آینده برای برآورد دامنه احتمالی درآمد ناخالص ایران حاصل از تولید نفت خام استفاده می‌گردد (شکل ۷). چشم‌انداز برآورد محتمل (خط پر در شکل ۷) برمبنای سناریوی مرجع سازمان اطلاعات انرژی آمریکا بوده و در عین حال مرزهای بالایی و پایینی درآمد ناخالص (خط‌چین‌ها در شکل ۷) به ترتیب مطابق با سناریوهای کم و زیاد بودن بهای نفت در پیش‌بینی سازمان اطلاعات انرژی آمریکا از قیمت نفت خام هستند.

درخصوص سناریوی محتمل، ناخالص درآمد سالانه در ابتدا سالانه ۱۶ میلیارد دلار افزایش خواهد یافت و تا ۲۰۲۰ به ۱۱۳ میلیارد دلار خواهد رسید، که البته در پی افت شدید نرخ رشد، سطح درآمد تا سال ۲۰۲۶ کمتر از مقدار آن در سال‌های ۲۰۱۱/۱۲ یعنی ۱۵۰ میلیارد دلار باقی خواهد ماند. انتظار می‌رود درآمد ناخالص تا پایان افق زمانیِ در نظرگرفته شده در این پژوهش (سال ۲۰۴۰) به ۲۲۰ میلیارد دلار برسد.

به علت ابهام و کشش ناپذیری ذاتی بازار نفت، قیمت‌های آتی آن و درنتیجه درآمد نفت ایران می‌تواند در محدوده‌ی وسیع مورد نظر تغییر نماید (شکل ۷). در سناریویی قیمت بالایی نفت، ایران طی چند سال آینده قادر است دوباره به سطح درآمد سال‌های ۲۰۱۱/۱۲ خود دست یابد، در حالیکه در سناریوی با قیمت پایین، ممکن است ایران هرگز نتواند حتی تا سال ۲۰۴۰ هم به چنین سطحی از درآمد برسد.

همچنین پیش‌بینی می‌شود میانگین درجه API نفت خام ایران تا سال ۲۰۴۰ در مقایسه با وضعیت فعلی آن در سال ۲۰۱۶ تا ۱,۳ واحد کاهش یابد.

شکل ۷. پیش‌بینی میزان تولید نفت خام (میلیون بشکه در روز) و درآمد ناخالص ایران (با فرض ثبات دلار سال ۲۰۱۶- میلیارد دلار) در سال های آتی.



علاوه بر پیش‌بینی ظرفیت تولید نفت خام در آینده، از دیگر نتایج مهم مدل مبتنی بر میدان نفتی خاص، تعیین توزیع سطح تخلیه‌ی مخازن و میادین نفتی است. سطح تخلیه، فاکتور مهمی در تعیین این است که استخراج نفت از میدان نفتی تا چه حد آسان می‌باشد و از اینرو تاثیر زیادی بر هزینه تولید نفت دارد. جهت داشتن دیدی تاریخی نسبت به تغییرات موقتی در نرخ تخلیه میادین نفتی ایران، آنها در گروه‌های زیر طبقه‌بندی شده‌اند:

DL ۰٪، DL ۲۵٪ تا ۰ ، DL ۵۰٪ تا ۲۵، DL ۷۵٪ تا ۵۰، و بالاتر از DL ۷۵٪ (که برای میادین توسعه نیافته ۰٪ و تخلیه شده ۱۰۰٪ می باشد)

در هر زمان، برمبنای منبع قابل بازیافت نهایی و تولید انباشته‌ی آن، هر کدام از میادین (یا مخازن) به یکی از گروه‌های فوق تخصیص داده می شوند.

به طور کلی، سطح تخلیه در اوج تولید، همبستگی مثبتی با اندازه میدان نفتی دارد. درخصوص میادینی که ذخایر نفتی آنها بیش از ۱ میلیارد بشکه می‌باشد، (که البته اکثر ذخایر ثابت شده ایران اینگونه می‌باشند)

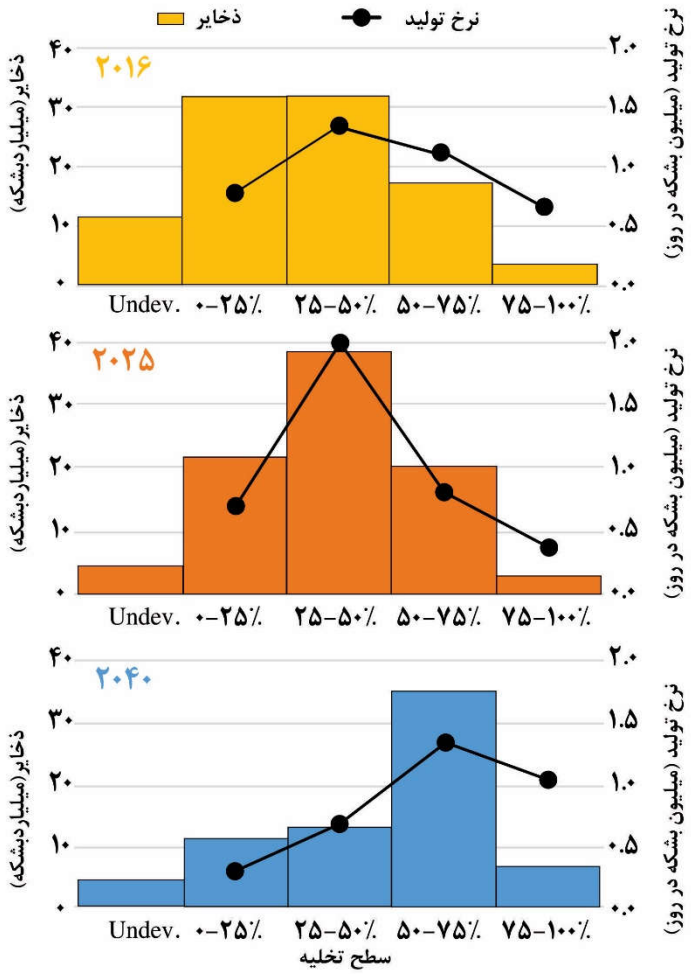
متوسط نرخ تخلیه در اوج تولید به طور متوسط ۳۶٪ و بین ۲۰٪ تا ۵۲٪ می باشد. بنابراین می‌توان فرض کرد که اوج تولید اکثر میادین نفتی ایران زمانی اتفاق می‌افتد که نرخ تخلیه انها در طبقه ۲۵ تا ۵۰ درصد می‌باشد. در حالی که میادینی که نرخ تخلیه آنها در طبقه‌ی بین ۰ تا ۲۵ درصد است بعید به نظر می‌رسد هنوز در روند کاهشی قرار گرفته باشند، آنهایی که نرخ تخلیه‌شان بالاتر از ۵۰ درصد باشد به احتمال بسیار زیاد در روند کاهشی قرار گرفته‌اند.

ذخایر کشف شده جدید، مشابه میادین موجود در نظر گرفته می شود. نرخ‌های تولید مبتنی بر زمان خاصِ هر کدام از گروه‌ها از طریق جمع کردن نرخ‌های تولید تمام مخازن و میادینی که در آن گروه قرار دارند به دست می‌آید. شکل ۸ سهم پیش‌بینی شده و فعلیِ گروه‌های سطح تخلیه را در تولید و ذخایر نفتی ایران نشان می‌دهد.

در سال ۲۰۱۶، توزیع ذخایر نفت خام ایران برحسب سطح تخلیه از این قرار بود: ۱۲ میلیارد بشکه از DL ۰٪ (توسعه نیافته)، ۳۲ میلیارد بشکه از DL ۲۵٪ تا ۰، ۳۲ میلیارد بشکه از DL ۵۰٪ تا ۲۵، ۱۷ میلیارد بشکه از DL ۷۵٪ تا ۵۰، و ۴ میلیارد بشکه از DL ۱۰۰٪ تا ۷۵. تا سال ۲۰۲۵، تمام میادینی که درحال حاضر توسعه نیافته‌اند، در حال تولید خواهند بود. همچنین، اکتشافات آتی که بین سال ۲۰۱۶ و ۲۰۲۵ اتفاق می‌افتند، ذخایر کشف نشده در سال ۲۰۲۵ را تشکیل خواهند داد که برآورد آن بیش از ۵ میلیارد بشکه است. همچنین سهم تولید میادین بالغ در سال ۲۰۲۵ (یعنی DL>٪۵۰) در مقایسه با مقدار فعلی آن تا حدی کمتر خواهد بود. البته در اواسط دهه‌ی بعد، میزان تولید اساساً به سمت میادین بالغ تغییر جهت خواهد یافت، به طوریکه در سال ۲۰۴۰ بیش از ۷۰ درصد تولید (یعنی ۲,۳ میلیون بشکه در روز) از میادینی استخراج می‌شوند که سطح تخلیه آنها بزرگتر از ۵۰ درصد می‌باشد. این نتیجه نه تنها بر اهمیت سرمایه‌گذاری گسترده در استخراج مصنوعی، عملیات انگیزش چاه[۱۹]، و عملیات افزایش ضریب بازیافت تاکید می‌کند، بلکه دلالت بر افزایش محسوس در هزینه‌های عملیاتی تخصیص داده شده به تولید نفت خام (که به نوبه خود منجر به کاهش حاشیه سود می‌گردد) نیز دارد.

[۱۹] well stimulation

شکل ۸. توزیع برآورد شده از سطوح تخلیه میادین نفتی ایران در سال ۲۰۱۶، ۲۰۲۵ و ۲۰۴۰ (محور سمت چپ) و تولید مربوط به هرکدام از این محدوده‌های تخلیه (محور سمت راست). تولید و ذخایر NGL در نظر گرفته نشده است.



نتیجه‌گیری

علاوه بر پیشرفت اخیر در متغیرهای اساسی بازار انرژی در جهان که تاثیر معکوسی بر اقتصادهای وابسته به نفت گذاشته است، ایران (با وجود داشتن ذخایر وسیع) با موانع قابل توجهی برای افزایش تولید نفت خام خود در میان و بلندمدت روبرو بوده است. با تولید بیش از ۷۲ میلیارد بشکه نفت تاکنون، صنعت نفت ایران به سمت دوره جدیدی در حرکت است که در آن جبران کاهش طبیعی در میادین بالغ آن صرفا از طریق استخراج نفت از منابعی که به آسانی قابل بازیافت نیستند (مانند نفت سنگین، EOR و آب ژرف[۲۰]) امکانپذیر است. سرعت روند این دگرگونی از اواسط دهه‌ی بعد بسیار بیشتر خواهد شد.

برآورد شده است که میانگین نرخ کاهش سالانه‌ی میادین نفتی ایران (با درنظر گرفتن تاثیر تعمیر و نگهداری) ۶,۰ درصد، میانگین بازدهی چاه جدید در سال ۲۰۱۶ برابر با ۱,۷ هزار بشکه در روز با نرخ کاهش سال به سال ۳,۲ درصد و میانگین بازده تزریق گاز ۴ هزار بشکه به ازای هر میلیون متر مکعب باشد.

با توجه به چشم‌انداز تولیدِ هر کدام از میادین نفتی در آینده، انتظار می رود که ایران به زودی بتواند ظرفیت تولید نفت خام خود را افزایش داده و به ۴ میلیون بشکه در روز برسد. پیش‌بینی می‌شود تا قبل از سال ۲۰۳۰، ظرفیت تولید تا ۴,۴ میلیون بشکه در روز رشد کند و تا سال ۲۰۴۰ در همان سطح باقی بماند، مشروط بر آنکه پروژه‌های افزایش ضریب بازیافت و استخراج نفت در آینده با موفقیت به اجرا در آیند. با استفاده از برآوردهای سازمان اطلاعات انرژی آمریکا از قیمت نفت خام، انتظار می‌رود تا درآمد ناخالص سالانه ایران از فروش نفت خام، در اواسط دهه‌ی بعدی، به سطح سال‌های ۱۲-۲۰۱۱ یعنی ۱۵۰ میلیارد دلار (با فرض ثبات دلار سال ۲۰۱۶) برسد.

[۲۰] deep water

فهرست واژه‌ها و اصطلاحات	
بشکه	bbl
میلیارد بشکه	BBL
میلیارد مترمکعب	bcm
بانک مرکزی ایران	CBI
سطح تخلیه	DL
سازمان اطلاعات انرژی آمریکا	EIA
عملیات افزایش ضریب بازیافت	EOR
آژانس بین‌المللی انرژی	IEA
هزار بشکه	kbbl
میلیون مترمکعب	mcm
میلیون بشکه	mmbb
میعانات گاز طبیعی	NGL
شرکت ملی نفت ایران	NIOC
سازمان کشورهای صادر کننده نفت	OPEC
منبع قابل بازیافت باقیمانده	RRR
منبع قابل بازیافت نهایی	URR

چشم انداز اقتصاد ایران در سال ۲۰۴۰

چشم انداز گاز طبیعی، برق، و انرژی های تجدید پذیر در ایران

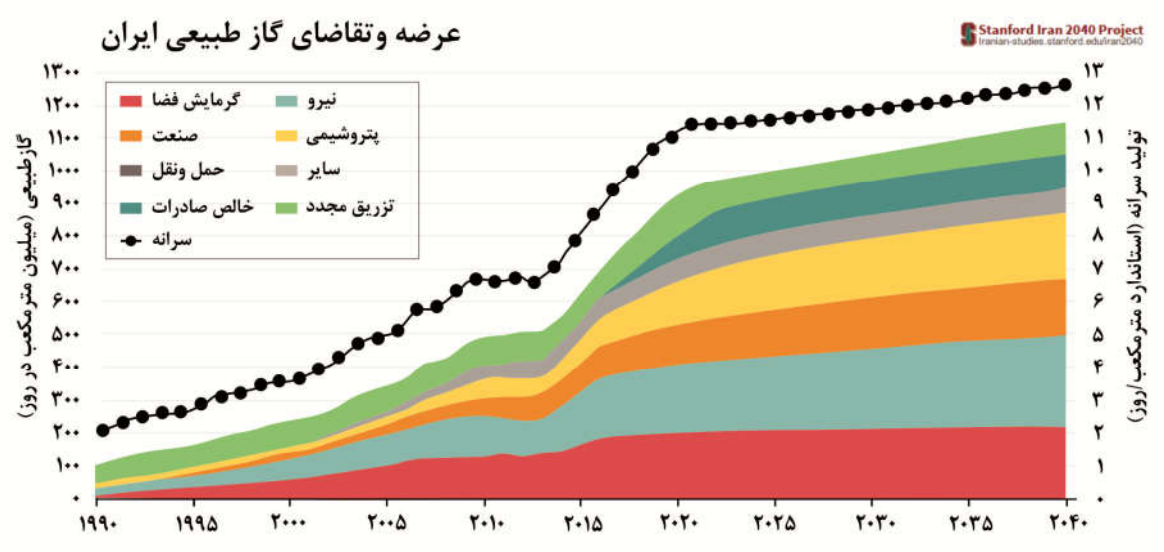
خلاصه مدیریتی

این گزارش، تحلیل ما را از عرضه و تقاضای گاز طبیعی و برق در ایران ارائه می دهد و روند آنها را تا سال ۲۰۴۰ بررسی می کند. در اینجا ما ابتدا درباره چشم انداز تولید گاز طبیعی و تقاضای بازار ایران بحث می کنیم و سپس زیان تخصیص غیر بهینه گاز طبیعی به مصرف کنندگان نهایی به صورت کمی (عددی) بررسی می کنیم. سپس بر اساس پیش بینی های انجام شده برای بخش های مصرفی، تقاضای آتی ایران برای برق را پیش بینی می کنیم. در نهایت، پتانسیل انرژی های تجدید پذیر در ایران و سناریوهای گسترش ظرفیت نیروگاهی شامل ارتقای نیروگاه های گازی موجود و اضافه کردن واحدهای جدید، بررسی می کنیم.

با توجه به توسعه میدان نفتی پارس جنوبی، صنعت گاز ایران به یک پارادایم جدید دست یافته است: میزان تولیدات از سال ۲۰۰۰ تاکنون، از ۲۳۰ به ۷۵۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته، و احتمال دارد در سال ۲۰۲۰ به ۹۲۰ میلیون متر مکعب و در سال ۲۰۴۰ نیز به ۱۱۵۰ میلیون متر مکعب در روز برسد. انتظار می رود بعد از سال ۲۰۲۱، کاهش شدیدی در رشد تولیدات داشته باشیم که به ظرفیت پایین پروژه های آتی و کاهش مورد انتظار در تولید میادین موجود به ویژه خود میدان پارس جنوبی، مربوط است. عوامل موثر بر افزایش تقاضای گاز طبیعی شامل عوامل جمعیتی، جایگزینی سوخت های مایع با گاز طبیعی برای گرمایش، تولید برق، توسعه مجتمع های پتروشیمی، و صنایع انرژی بر است. طی این زمان، مقدار گاز باقیمانده برای تزریق به میدان های نفتی، ثابت مانده است و تجارت گاز به صفر یا منفی رسیده است. اگرچه که کل صادرات گاز ایران به ترکیه، عراق، عمان، و ارمنستان، در پنج سال آینده، ممکن است به ۱۰۰ میلیون متر مکعب در روز برسد، گسترش بیشتر ظرفیت صادرات، به نظر غیر ممکن می رسد. در بازار داخلی، بزرگترین رشد در تقاضای گاز طبیعی از صنایع پتروشیمی و سایر صنایع و بخش تولید نیروی الکتریکی، حاصل خواهد شد.

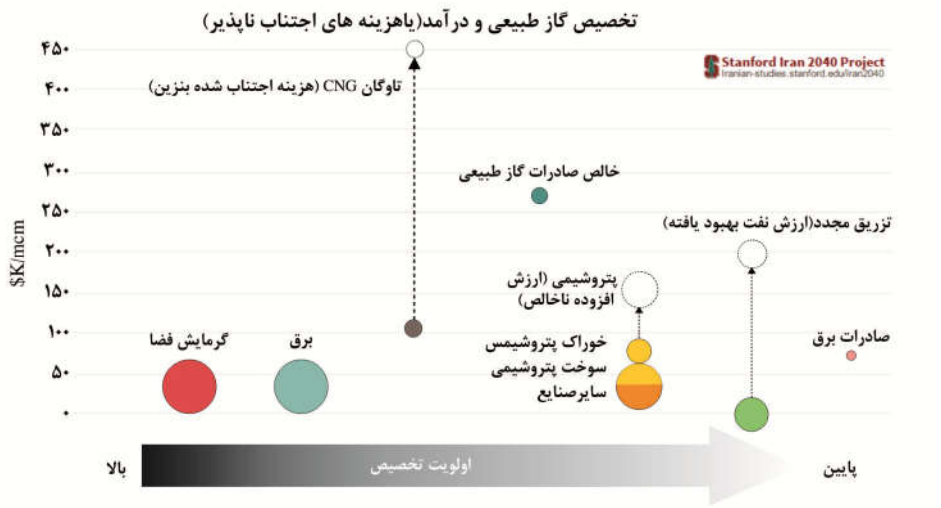
نمودار ES ۱. داده های تاریخی و عرضه و تقاضای پیش بینی شده گاز طبیعی در ایران (۱۹۹۰-۲۰۴۰)

عرضه و تقاضای گاز طبیعی ایران



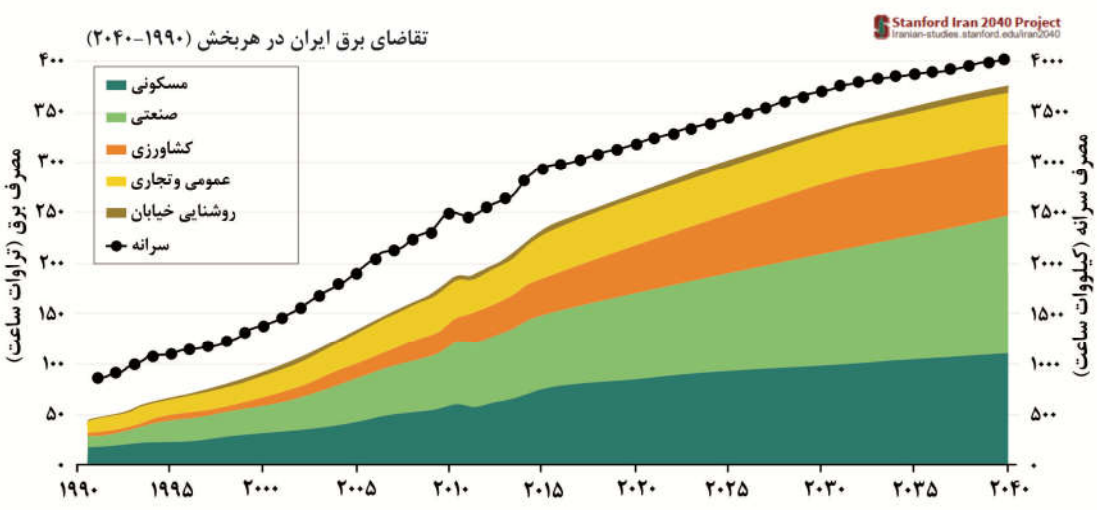
دولت ایران، تقاضای گاز طبیعی را با تنظیم قیمت و سهمیه ها، مدیریت می کند، در مورد قیمتها به صورت سالانه تصمیم می گیرد و سهمیه ها به صورت پویا اولویت بندی و تنظیم می شوند. عدم تطابق میان قیمت فروش و اولویت های تخصیص، نشان می دهد که ساختار تقاضا برای گاز طبیعی بسیار متفاوت است، لذا تسریع اصلاح قیمت انرژی و توسعه یک بازار رقابتی برای عرضه گاز طبیعی به خریداران بزرگ (مانند واحدهای پتروشیمی)، در کشور ضروری است.

نمودار ES ۲. اولویت تخصیص (محور افقی)، درآمد (محور عمودی)، مصرف (دایره) گاز طبیعی برای مصرف کنندگان نهایی مختلف در ایران



از سال ۱۹۹۰ تاکنون، ظرفیت تولید نیرو ایران سالانه به میزان متوسط ۲۴۰۰ مگاوات رشد کرده است تا به متوسط رشد سالانه ناخالص تقاضا در سطح ۹,۱ ترا وات ساعت برسد. این بخش به ۸۵٪ به گاز طبیعی، به عنوان منبع اولیه انرژی وابسته است، درحالیکه سهم سوخت مایع و برق آبی در سال ۲۰۱۶ به ترتیب ۹ و ۵ درصد بودند. تحلیل های ما نشان می دهد رشد تقاضای برق در ایران تا سال ۲۰۴۰ از ۶,۸ به ۳,۸ ترا وات ساعت سالانه، کاهش می یابد، نیاز به افزایش ظرفیت سالانه را از ۳۰۰۰ به ۱۳۰۰ مگاوات کاهش می دهد. ارتقای نیروگاه های برق موجود، ظرفیت ۱۰,۰۰۰ مگاواتی را با هزینه ای کمتر از ۱ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت، اضافه خواهد کرد؛ هزینه تولید نهایی برق توسط واحدهای سیکل ترکیبی از ۱,۵ تا ۶,۳ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت، متغیر بوده و به هزینه فرصت گاز طبیعی بستگی دارد. همچنین انرژی تجدید پذیر از باد و خورشید هزینه ای حدود ۴ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت دارد که در حالتی که قیمت فروش گاز از ۱۵۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب فراتر رود، از لحاظ اقتصادی، به صرفه خواهد بود. در حال حاضر، تنها استفاده ی گاز طبیعی در حمل و نقل (گاز طبیعی فشرده سی ان جی) یا صادرات گاز و تزریق مجدد به میادین نفتی توجیه پذیر است. در حالیکه صادرات و تزریق مجدد گاز، پتانسیل رشد دارند، به نظر می رسد بازار وسایل نقلیه سی ان جی سوز اشباع شده باشد. از این رو افزایش این بخش، به یک محرک مانند افزایش در قیمت داخلی بنزین، نیاز دارد. در قیمت جاری فروش گاز طبیعی، سرمایه گذاری در انرژی های تجدید پذیر با هدف دسترسی بیشتر به گاز برای افزایش تولید از صنعت پتروشیمی، به لحاظ اقتصادی، توجیه پذیر نیست.

نمودار ES۳. داده های تاریخی و پیش بینی مصرف برق (۱۹۹۰-۲۰۴۰)

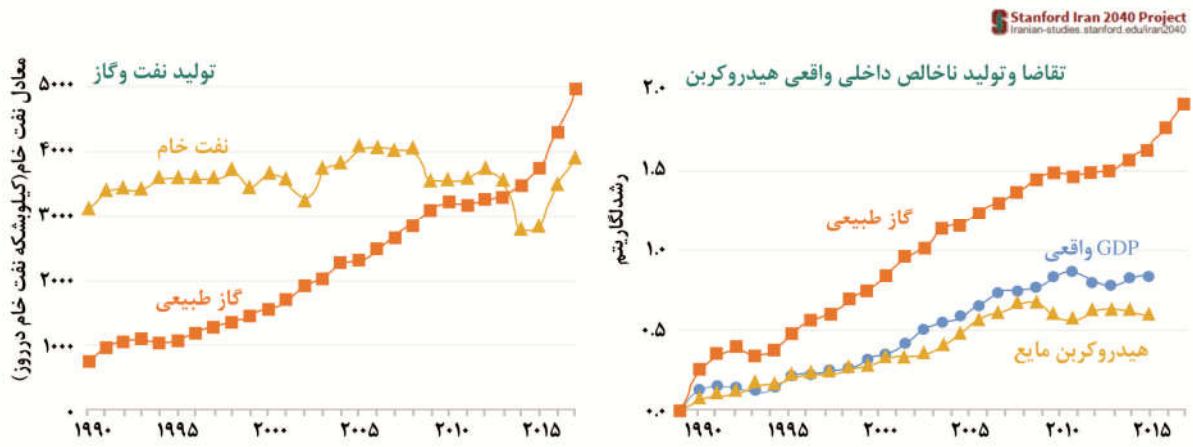


مقدمه

ایران با ذخایر اثبات شده ی ۳۴ تریلیون متر مکعبی، بزرگترین منبع قابل بازیافت گاز طبیعی را در جهان دارد. از آنجا که بیش از ۸۰ درصد ذخایر گاز کشور متعلق به میادین غیر مرتبط است، (مخازنی که با مقادیر قابل توجهی از نفت خام مرتبط نیستند) توسعه بخش های گاز طبیعی و نفتی در ایران، تا حد زیادی، به طور مستقل انجام می شود. بین سال های ۱۹۹۰ و ۲۰۱۳، تولید گاز طبیعی در ایران از ۱۱۰ به ۵۰۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافت، متوسط رشد سالانه ۱۷ میلیون متر مکعبی در روز را نمایش داد. از سال ۲۰۱۳ تاکنون، علیرغم محدودیتهای ناشی از تحریم های بین المللی و انقباض اقتصاد داخلی، ایران توانسته است از طریق تکمیل چندین فاز جدید پروژه توسعه پارس جنوبی، ظرفیت فروش گاز خود را به ۷۵۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش دهد. در نتیجه چنین رشد بی سابقه ای، تقریبا ۲۵ درصد کل گاز طبیعی تجمعی، در طول پنج سال گذشته رخ داده است. از سال ۲۰۱۴ برداشت گاز جدید میدان نفتی پارس جنوبی، سهم گاز طبیعی در تامین انرژی اولیه از نفت خام پیشی گرفته است (نمودار ۱). در طرف تقاضای داخلی، رشد سالانه مصرف گاز طبیعی، از رشد مصرف هیدروکربن های مایع فراتر رفته است به طوریکه به جز بخش حمل و نقل، گاز طبیعی به عنوان منبع اصلی انرژی برای تمام بخش های اقتصاد، تبدیل شده است.

نمودار ۱. عرضه و تقاضای نفت و گاز در ایران

تولید هیدروکربن (نمودار سمت چپ) و نرخ رشد تولید ناخالص داخلی واقعی و مصرف هیدروکربن، نسبت به سال ۱۹۹۰ (نمودار سمت راست) در ایران.



ایران سومین تولید کننده بزرگ گاز طبیعی در جهان است، اما اکثریت قریب به اتفاق تولید گاز، صرف تقاضای داخلی شده است. گرمایش فضا (۲۹٪)، تولید برق (۲۴٪)، صنایع غیر پتروشیمی (۱۵٪)، صنایع پتروشیمی (۱۳٪)، تزریق مجدد (۹٪)، و حمل و نقل (۳٪)، عمده مصارف گاز طبیعی در ایران هستند. با گسترش شبکه توزیع برای پوشش بیش از ۹۰ درصدی خانوارها، گاز طبیعی، برای گرمایش فضا و آب، کم کم جایگزین هیدروکربن های مایع شده است، در نتیجه این امر، مصرف گاز در بیست و پنج سال گذشته به میزان ۱۸۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته است. در عین حال، مقدار مصرف گاز برای تولید برق، ۱۴۰ میلیون متر مکعب و مصرف آن توسط صنعت پتروشیمی و سایر صنایع، حدودا ۱۷۰ میلیون متر مکعب در روز، رشد داشته است. در نتیجه چنین رشد سریعی در طرف تقاضا، حجم گاز در دسترس برای تزریق مجدد به میادین نفتی، در حدود ۸۰ میلیون متر مکعب در روز ثابت باقی مانده است، در حالیکه تجارت خالص کشور در گاز طبیعی، صفر یا منفی، بوده است.

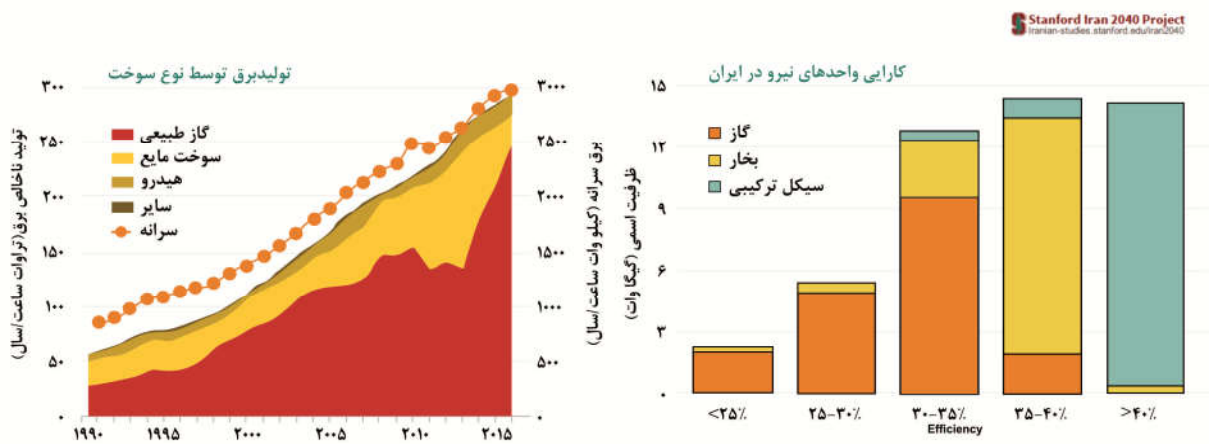
تولید ناخالص سالانه برق ایران در سال ۱۹۹۰، برابر با ۵۵ ترا وات ساعت و در سال ۲۰۱۵ به ۲۸۲ ترا وات ساعت رسیده است که حاکی از نرخ رشد متوسط ۹,۱ ترا وات ساعتی در سال می باشد. در همین دوره، ظرفیت تولید اسمی نیرو به طور متوسط ۲۴۰۰ مگاوات در سال، افزایش یافت. همانطور که انتظار می رفت، بخش نیرو در ایران، به شدت به گاز طبیعی وابسته است. در سال ۲۰۱۶، سهم گاز طبیعی، سوخت مایع، و نیروی هیدرو الکتریکی در ترکیب تولید نیرو در ایران، به ترتیب ۸۵٪، ۹٪، و ۵٪ بود (نمودار ۲).

بین سال های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۵، بهره وری متوسط نیروگاه های حرارتی ایران از ۳۰,۹٪ به ۳۷,۷٪ افزایش یافت، که نشان دهنده رشد متوسط سالانه ۰,۲۷٪ می باشد. در مقام مقایسه، متوسط بهره وری جهانی نیروگاه های برق حرارتی در حدود ۳۶,۵٪ درصد است در حالیکه، اعضای سازمان همکاری و توسعه اقتصادی (OECD)، رقم بالاتر از ۴۰٪ را ثبت کرده اند. نمودار ۲ توزیع بازده حرارتی نیروگاه های ایران را در سال ۲۰۱۵ نشان می دهد. با توجه به سهم قابل توجه واحدهای با کارایی پایین (نیروگاه های قدیمی یا سیکل های ساده)، ایران پتانسیل بالایی برای افزایش ظرفیت از طریق به ارتقا و مدرن سازی نیروگاه های موجود دارد. از مسایلی که اهمیت ویژه ای دارد، اضافه کردن واحدهای بخار به واحدهای گازی (با سیکل ساده و مقیاس بالا) موجود و بازسازی (یا حذف) توربین های گازی و بخار قدیمی می باشد. به عنوان مثال، با ارتقای نیروگاه های ۷۵۰۰ مگاواتی موجود با کارایی پایین (کارایی کمتر از ۳۰٪) به توربین های احتراق مدرن با سیکل ساده[۱] با کارایی ۴۰٪، حدود ۹ میلیون متر مکعب گاز طبیعی در روز، ذخیره می شود.

۱- modern simple cycle combustion turbine (SCCT)

نمودار ۲. انواع سوخت و کارایی نیروگاه ها در ایران

تولید ناخالص نیرو با منبع انرژی (سمت چپ) و کارایی نیروگاه های حرارتی در ایران (سمت راست)



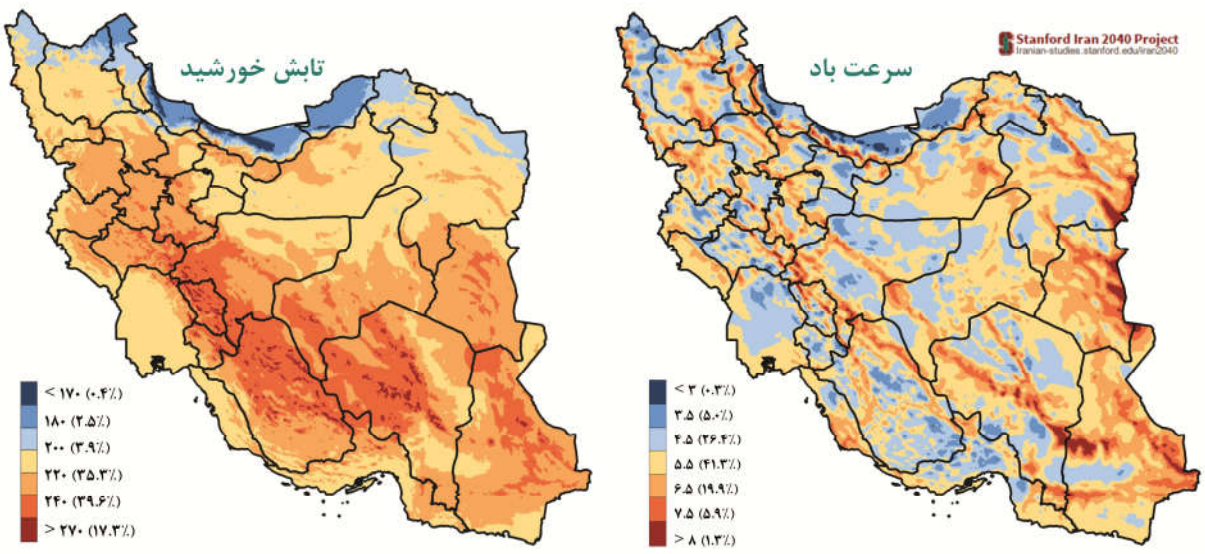
ایران علاوه بر منابع انرزی فسیلی، پتانسیل قابل توجهی برای انرژی های تجدید پذیر دارد. ما تخمین زده ایم که ۱,۷ میلیون هکتار از زمین های ایران (۱,۱٪ از کل)، تابش خورشیدی بیش از ۲۷۰ وات در متر مربع دریافت می کند، و ۲۸ میلیون هکتار دیگر (۱۷,۳٪ از کل)، در محدوده ۲۵۰ تا ۲۷۰ وات در متر مربع، انرژی خورشیدی می گیرند (نمودار ۳). با توجه به پتانسیل نیروی باد، ۱,۳ درصد از زمین های ایران (۲,۱ میلیون هکتار)، دارای باد با سرعت متوسط ۸ متر بر ثانیه و بالاتر می باشد که برای تولید برق بادی مناسب می کند. ایران قصد دارد تا سال ۲۰۲۱، سهم انرژی های تجدید پذیر غیر آبی[۲] را در کل ظرفیت تولید نیروی خود به ۵٪ (حدودا ۴۰۰۰ مگاوات) افزایش دهد. این امر نه تنها به هدایت گاز جایگزین (یا سوخت مایع) به سمت سایر کاربردهایی که بازده اقتصادی بیشتری دارند منجر می شود، بلکه به بهبود کیفیت هوا در شهرهای بزرگ نیز کمک می کند. در حال حاضر، وزارت نیرو قرارداد ضمانت بیست ساله ی تعرفه خوراک[۳] را برای انرژی برق تجدید پذیر با نرخ بالاتر نسبت به قیمت فروش برق به مصرف کنندگان نهایی، امضا کرده است؛ یعنی در اولین دوره ده ساله، برای انرژی بادی قیمت ۱۲ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت، و برای انرژی خورشیدی قیمت ۱۸ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت در نظر گرفته شده است، پس از آن در دومین دوره ده ساله، این نرخ ها به ترتیب به ۵ و ۱۳ سنت کاهش می یابد. طی چهار سال گذشته، سرمایه گذاران داخلی و خارجی، بر اساس

۲- non-hydro renewables
۳- feed-in tariff (FIT) contract (یک ساز و کار سیاستی است که برای تسریع سرمایه گذاری در تکنولوژی های انرژی تجدید پذیر، طراحی شده است)

مکانیزم قرارداد خرید انرژی[۴]، در حدود ۳۵۰ مگا وات انرژی تجدید پذیر تنظیم کرده اند، در عین حال که واحدهای تولید دیگر انرژی با ظرفیت کل ۷۰۰ مگا واتی در مراحل مختلف توسعه قرار دارند.

نمودار ۳. نقشه انرژی بادی و خورشیدی

نقشه های میانگین سالانه تابش[۵] و سرعت باد



در اینجا، چشم انداز گاز طبیعی، برق، و انرژی های تجدید پذیر در ایران را تا سال ۲۰۴۰ ارائه می گردد. به طور ویژه پیش بینی هایی برای ۱. عرضه گاز طبیعی؛ ۲. مصرف/تخصیص گاز طبیعی در بخش های مختلف؛ ۳. تقاضای برق در هر بخش؛ و ۴. هزینه سناریوهای مختلف توسعه نیروگاهی، انجام می شوند. این سناریوها عبارتند از: نصب نیروگاه های سیکل ترکیبی جدید، اضافه کردن واحدهای بخار به توربین های گازی فعلی، تکمیل کارخانه های بخار قدیمی، و استفاده از انرژی های تجدید پذیر غیر آبی.

بررسی

در این بخش، ما تحلیل خود را از چشم انداز گاز طبیعی و برق در ایران ارائه می دهیم و درباره پیامدهای متقابل آنها بحث می کنیم. برای این منظور، ما با پیش بینی تولید گاز طبیعی در ایران بر اساس نتایج پیش بینی شده از میادین توسعه نیافته و موجود، آغاز می کنیم. سپس درباره سیاست تخصیص گاز طبیعی در ایران بحث کرده و مصرف آتی آن را برای تمام مصرف کننده های بزرگ، پیش بینی می کنیم. ما همچنین خسارت

٤- power purchase agreement (PPA) mechanism
٥- global horizontal irradiance (GHI)

احتمالی ناشی از تخصیص غیر بهینه گاز طبیعی به بخش های مختلف را کمی می سازیم. در پایان، ما پیش بینی هایی برای روند آتی تقاضای برق در بخش های مختلف انجام می دهیم و پایداری اقتصادی سناریوهای جایگزین تولید برق - از جمله نیروگاه های گاز سوختی، سلول های فتوولتانیک خورشیدی[۶]، و توربین های بادی- را ارزیابی می کنیم و ببینیم که آیا ایران می تواند تقاضای آتی برق را تامین کند.

عرضه و تقاضای گاز طبیعی

داده های تاریخی و پیش بینی های آتی برای عرضه و تقاضای گاز طبیعی در ایران در نمودار ۴ نشان داده شده است. بر خلاف بخش نفتی که ظرفیت تولید آن در بلندمدت، در دامنه محدودی نوسان می کند (۵۰ هزار بشکه در روز)، بخش گاز در ایران، تغییرات زیادی را در سه دهه گذشته تجربه کرده است. بین سالهای ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۷، بازار فروش گاز طبیعی عرضه شده در ایران (شامل مقدار مورد استفاده در تزریق مجدد) از ۱۱۰ به ۷۵۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافته است. با تکمیل پروژه توسعه پارس جنوبی، که به احتمال زیاد در سال ۲۰۲۱ محقق می شود، انتظار می رود بازار فروش گاز طبیعی عرضه شده ایران به ۹۶۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یابد. علاوه بر فازهای تکمیل نشده میدان پارس جنوبی، بسیاری از میدان های گازی توسعه نیافته نیز می تواند در آینده مورد بهره برداری قرار گیرد. با این حال، علیرغم توان بالقوه این میادین، پیش بینی می شود که نرخ رشد تولید گاز طبیعی پس از توسعه پارس جنوبی، به میزان چشمگیری کاهش خواهد یافت.

- فاصله قابل توجه بین سال ۲۰۱۳ و تکمیل میادین پارس جنوبی در سال ۲۰۲۱ به علت تاخیر در تکمیل فازهای قبلی مربوط می شود. بازبینی فازهای توسعه جاری و آتی برای سایر میادین گازی خالی از آن است که تاخیر مشابهی در آینده رخ نخواهد داد.

- مشابه پارس جنوبی، بیشتر میادین گازی توسعه نیافته ایران مانند کیش، پارس شمالی، گلشن، فردوسی، و فرزاد A&B، دور از سواحل واقع شده اند و بنابراین توسعه آنها ذاتا گران است. اما، این میادین به لحاظ اقتصادی و مقیاس مشابه پروژه پارس جنوبی نمی باشند.

- تولید آتی میادین گازی توسعه نیافته تا حدی با کاهش نرخ تولید میادین موجود، خنثی می شود. تولید کل این میادین بیشتر از ۱۰۰۰ میلیون متر مکعب در روز خواهد بود. بنابراین حتی یک کاهش جزیی سالانه یک درصدی، منجر به کاهش ۱۰ میلیون متر مکعبی تولید می شود. افت ناشی از کاهش فشار میدان پارس جنوبی

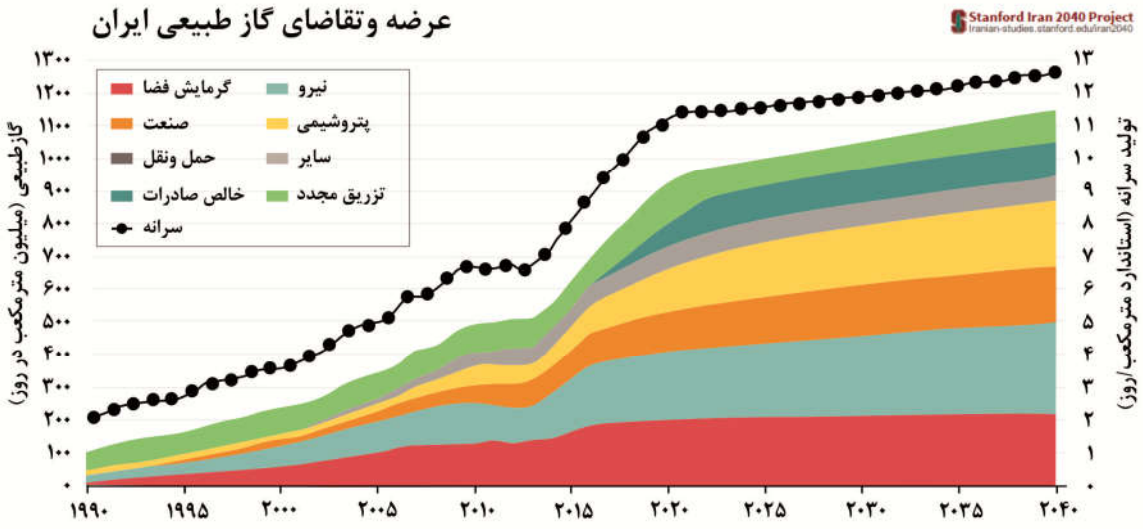
۶- solar photovoltaic (PV) cells

و پارس شمالی در آینده نزدیک، به دلیل رقابت شدید ایران و قطر رخ خواهد داد و اثر معکوس روی تولیدات آتی دو کشور دارد.

لیستی از میادین گازی و پالایشگاه های بزرگ و اطلاعات پروژه های توسعه آتی و جاری گاز در جداول ۱ و ۲ در ضمیمه می آید.

نمودار ۴. عرضه و تقاضای گاز طبیعی در ایران

داده های تاریخی و عرضه و تقاضای پیش بینی شده گاز طبیعی در ایران (۱۹۹۰-۲۰۴۰)



در طرف تقاضای داخلی، افزایش در تولید گاز طبیعی همراه با رشد بالا در تقاضای داخلی است که عمدتا به دلیل گسترش شبکه های توزیع گاز طبیعی و برق می باشد. تخمین زده می شود که در سال ۲۰۴۰، مصرف گاز طبیعی برای تولید برق و گرمایش فضا، به ۲۸۰ و ۲۲۰ میلیون متر مکعب در روز برسد. علاوه بر این، استفاده از گاز طبیعی در پتروشیمی و سایر صنایع به سطحی افزایش یابد که خوراک کل آنها در حدود ۲۰۰ میلیون متر مکعب در روز باشد. این مصرف کمتر از میزان مصرف در گرمایش فضاست. در نتیجه سرمایه گذاری های اخیر، انتظار می رود کل تولیدات سالانه پتروشیمی در سال ۲۰۲۲ به ۱۰۵ میلیون تن برسد. اگر طرح به هدف از پیش تعیین شده برسد، کل تولیدات پتروشیمی ایران در مقایسه با سال پایه ۲۰۱۵، بیش از ۸۰ درصد افزایش خواهد یافت و مصرف گاز طبیعی نیز از ۷۲ میلیون متر مکعب در روز به ۱۳۰ افزایش می یابد.

تزریق مجدد گاز به میادین نفتی، حاکی از سایر استفاده های استراتژیک از گاز طبیعی در ایران است. تزریق ناپیوسته و غیر همگن گاز به مخازن می تواند یک متد نسبتا ساده و کارا برای تخفیف کاهش تولید و افزایش

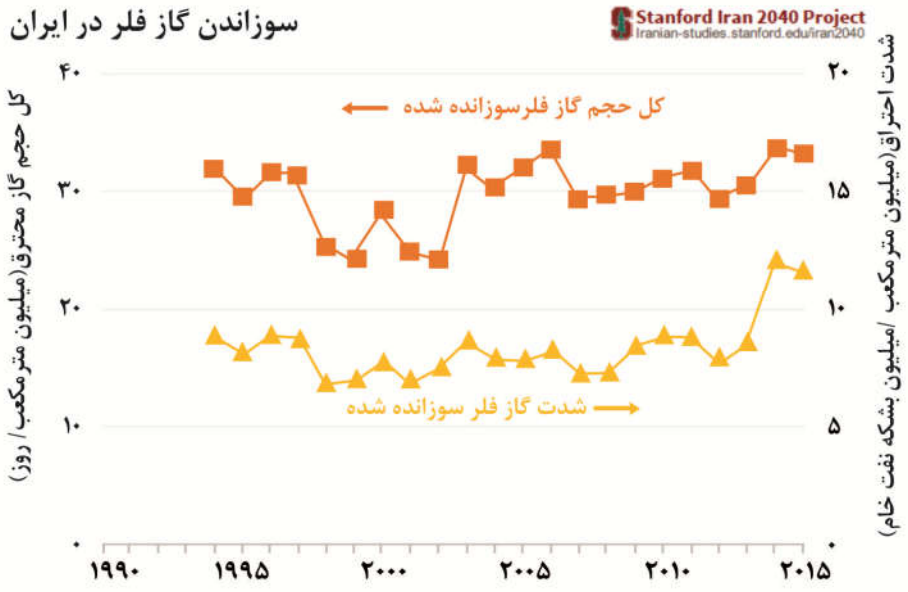
بهبود نهایی از این منابع باشد. مطالعه قبلی نشان داده که به طور متوسط، تزریق مجدد ۱ میلیون متر مکعب گاز در میادین نفتی ایران، باعث افزایش تقریبا ۴ هزار بشکه ای نفت می شود. این بدان معناست که با قیمت ۵۰ دلاری نفت به ازای هر بشکه، هر میلیون متر مکعب گاز تزریق شده، درآمدی در حدود ۲۰۰ هزار دلار ایجاد خواهد کرد. اگرچه که دوازده میدان نفتی ایران از تزریق مجدد گاز برای بهبود تولیدات استفاده می کنند، اما مقدار اختصاص یافته گاز طبیعی برای این هدف، از میزان مورد نیاز حدود ۸۰ میلیون متر مکعبی در روز، کمتر است؛ در حالی که بر اساس برنامه ریزی ها وهدف گزاری های رسمی در سطح ۲۵۰-۳۰۰ میلیون متر مکعب در روز هدف گذاری شده است. تامین گاز برای تزریق به میادین نفتی عمدتا به جمع آوری و تجمع گاز تولید شده در میادین نفتی استان خوزستان و در اندازه کمتر، به گاز ترش خشک تولید شده در فازهای ۶، ۷ و ۸ پارس جنوبی که در فصول با تقاضای پایین به میدان نفتی آغاجاری فرستاده می شود، بستگی دارد.

علاوه بر پروژه های جدید، ایران پتانسیل قابل توجهی برای افزایش گاز موجود برای تزریق مجدد یا استفاده های دیگر از طریق جمع آوری و تجمیع گازهای فلر دارد. ایران به طور مداوم در میان چهار کشور اول دنیا در فرایند سوزاندن گاز فلر قرار دارد، حدود ۳۳ میلیون متر مکعب گاز در روز سوزانده می شود (نمودار ۵)، که معادل ۱۲۰٪ ظرفیت تولید یک فاز استاندارد از میدان نفتی پارس جنوبی می باشد. شدت گاز فلر در ایران، که به عنوان نسبت گاز سوخته شده به نفت تولید شده تعریف می شود، در حدود ۱۱,۷ میلیون متر مکعب در میلیون بشکه نفت می باشد. اگرچه که سوزاندن گاز فلر، هزینه مستقیم زیادی به ایران تحمیل نمی کند، اما هزینه فرصت گاز سوزانده شده برای ایران بسیار بالاست. به عنوان مثال، بر اساس پروژه توسعه پاک[۷]، هزینه های کاهش سوزاندن گاز فلر در حدود ۶۰ تا ۸۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب، تخمین زده شده است در حالی که تزریق مجدد گاز به میادین نفتی، درآمد ۲۰۰ هزار دلاری را خواهد داشت. علاوه بر این، کاهش احتراق به مزایای مهم زیست محیطی می انجامد، این مزایا عبارتند از: محلی (کاهش آلودگی هوا)، و جهانی (کاهش انتشار گازهای گلخانه ای). مورد دوم تحت توافق پاریس در خصوص تغییرات جوی است، در جایی که ایران اهداف نسبتا موثری در این باره تنظیم می کند. اقدامات مهم، مانند پروژه جمع آوری گاز آماک به منظور بهبود بهره برداری از گاز در ایران در نظر گرفته شده است.

۷- clean development mechanism (CDM)

نمودار ۵. سوزاندن گاز فلر در ایران

حجم گاز سوزانده شده ایران و شدت احتراق آن (به عنوان نسبت گاز فلر سوزانده شده به کل نفت خام)

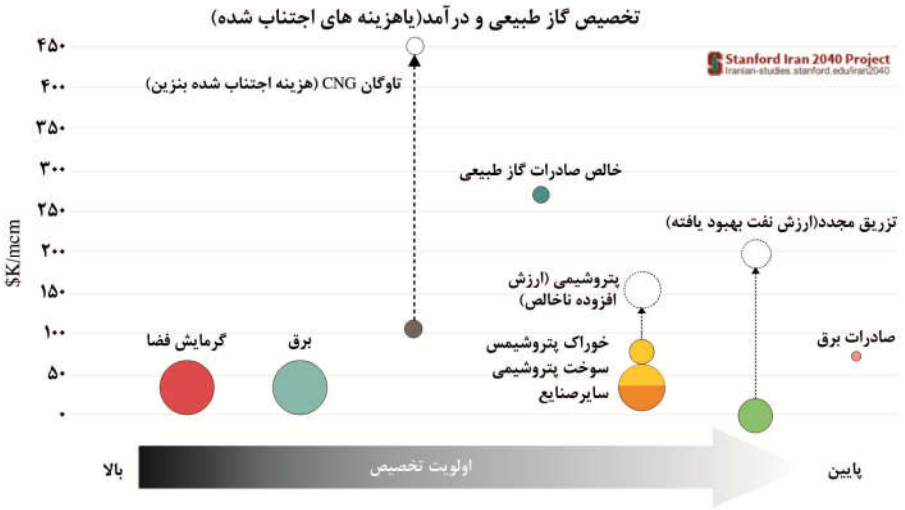


نمودار ۶ در ساده ترین حالت، قیمت فروش، مقدار و اولویت تخصیص گاز طبیعی را در بخش های مصرفی عمده در ایران را نشان می دهد. اولویت های تخصیص گاز طبیعی از تجزیه و تحلیل سیایت خاص انرژی و مشاهده چگونگی مدیریت کمبود گاز طبیعی در فصول اوج توسط دولت استنتاج شده است. اولویتهای تخصیصی که اینجا تعیین شده است تنها بر مبنای توضیح چگونگی توزیع گاز طبیعی در بخش های مختلف، هدف گذاری شده است که می تواند از اهداف تعیین شده ی دولت برای آینده، متفاوت باشد.

علیرغم وجود تفاوتهای عمیق در حساسیت های قیمتی بخش های مصرفی، گاز طبیعی در ایران به طور متوسط در قیمت ۳۴ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب، برای مصارف صنعتی، نیرو، و مسکونی، (از جمله سوخت واحدهای پتروشیمی) قیمت گذاری می شود. در مقام مقایسه، قیمت فوق تقریبا ۵۰ درصد پایین تر از قیمت گاز هنری هاب (۷۱ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب در سال ۲۰۱۶) و ۹۰ درصد پایین تر از متوسط قیمت گاز مسکونی در آمریکا (۳۵۵ هزار به ازای هر میلیون متر مکعب در سال ۲۰۱۶) است.

نمودار ۶. تخصیص و درآمد گاز طبیعی

اولویت های تخصیص (محور افقی)، درآمد (محور عمودی)، و مصرف (دایره) گاز طبیعی برای استفاده کنندگان نهایی در ایران



تامین گاز طبیعی برای گرمایش فضا، بدون هیچ جایگزین فوری، به طور مداوم، اولویت دولت برای تامین تقاضای مردم در فصل سرما بوده است. بخش نیرو نیز دومین بخش استراتژیک و با اولویت بالا در استفاده از گاز طبیعی، در ایران است. با این حال، بر خلاف اینکه برای گرمایش فضا هیچ جایگزین فوری وجود ندارد، اما قسمتهایی از بخش نیرو با هیدروکربن های مایع (مانند گازوییل و نفت کوره) سوخت رسانی می شود تا از کمبود گاز در ساختمان های تجاری و مسکونی جلوگیری شود. با توجه به هزینه های بالای اقتصادی و زیست محیطی استفاده از سوختهای مایع در تولید برق، انتظار داریم که مصرف آن در آینده نزدیک متوقف گردد.

ایران طی پانزده سال گذشته با هدف اصلی کاهش مصرف ملی بنزین، برای ارتقای استفاده از وسایل نقلیه با سوخت CNG، انگیزه های خوبی فراهم کرده و در زیرساخت های سوخت گیری CNG و تولید مخزن، به میزان قابل توجهی سرمایه گذاری کرده است. ایران با بیش از چهار میلیون وسیله نقلیه گازسوز، یکی از بزرگترین ناوگان های CNG را در جهان دارد. با این حال، رشد بازار برای وسایل نقلیه با سوخت CNG در سال های اخیر، تقریبا کاهش زیادی داشته است. این بدان معناست که رشد آتی بازار به انگیزه های سودآورتر (به عنوان مثال، تخفیف نسبت به سوخت مایع) یا بهبود عملکرد وسایط نقلیه (به عنوان مثال، محدوده رانندگی بیشتر و قدرت بیشتر) بستگی دارد. در نمودار ۶، ارزش افزوده ی استفاده از گاز طبیعی برای ناوگان های CNG (۴۵۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب) بر اساس قیمت بنزین در خلیج فارس (در حدود ۴۰ سنت به ازای هر لیتر) تخمین زده شده است.

صادرات گاز ایران به کشورهای همسایه به دلیل رشد شدید تقاضای داخلی، نگرانی های سیاسی گذشته، و عدم وجود زیرساخت های لازم بسیار محدود شده است. در حال حاضر ایران روزانه حدود ۳۰ میلیون متر مکعب گاز طبیعی با قیمت متوسط ۲۵۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب به ترکیه صادر می کند و همچنین در ازای برق، روزانه یک میلیون متر مکعب گاز به ارمنستان می فرستد. انتظار می رود ایران بتواند طی پنج سال آینده از طریق خط لوله، به بغداد (۲۵ میلیون متر مکعب در روز)، بصره (۲۰ میلیون متر مکعب در روز)، عمان (۲۸ میلیون متر مکعب در روز) و ارمنستان (۳ میلیون متر مکعب در روز) گاز صادر کند.

قیمت گاز طبیعی ارائه شده به صنایع از برابر با ۲۷ درصد قیمت متوسط گاز طبیعی در آمریکاست (۱۲۴ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب در روز در سال ۲۰۱۶). در نتیجه چنین تخفیف سنگینی روی قیمت گاز در ایران، سرمایه گذاری های سنگینی، که اغلب بدون زنجیره کامل ارزش افزوده هستند، در صنایع پتروشیمی انجام شده است، که اگر قیمت گذاری سوخت و خوراک، به صورت رقابتی باشد این نوع ادغام، پیش شرط سودآوری است. در دو دهه گذشته کل مصرف گاز طبیعی در مجتمع های پتروشیمی بیش از ۶۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یافت. ما برآورد کردیم که به طور متوسط، ارزش افزوده مصرف روزانه یک میلیون متر مکعب گاز طبیعی (یا معادل آن) در صنعت پتروشیمی ایران حدود ۱۵۵ هزار دلار است.

تزریق مجدد گاز طبیعی به میادین نفتی قابل زوال، علیرغم بازده نسبتا بالای اقتصادی در بلندمدت، پایین ترین اولویت را در میان مصرف کنندگان نهایی گاز طبیعی دارد. علاوه بر ارزش نفت خام بازیافتی، بعد از کاهش ذخایر نفتی مخازن، یک بازیافت جزیی از گاز تزریق شده به مزایای واقعی این برنامه افزوده می شود، به ویژه اگر گاز تزریقی از میادین مشترک بین ایران و کشورهای همسایه اش (مانند پارس جنوبی (قطر)، فرزاد A&B (عربستان سعودی)، آرش (کویت)، و هنگام (عمان) استخراج شده باشد. ارزش افزوده تزریق گاز در نمودار ۶ تنها به درآمد مستقیم بازیافت نفت خام بر می گردد، چرا که مزایای استراتژیک و اقتصادی تزریق گاز، در نظر گرفته نشده است.

بخش برق

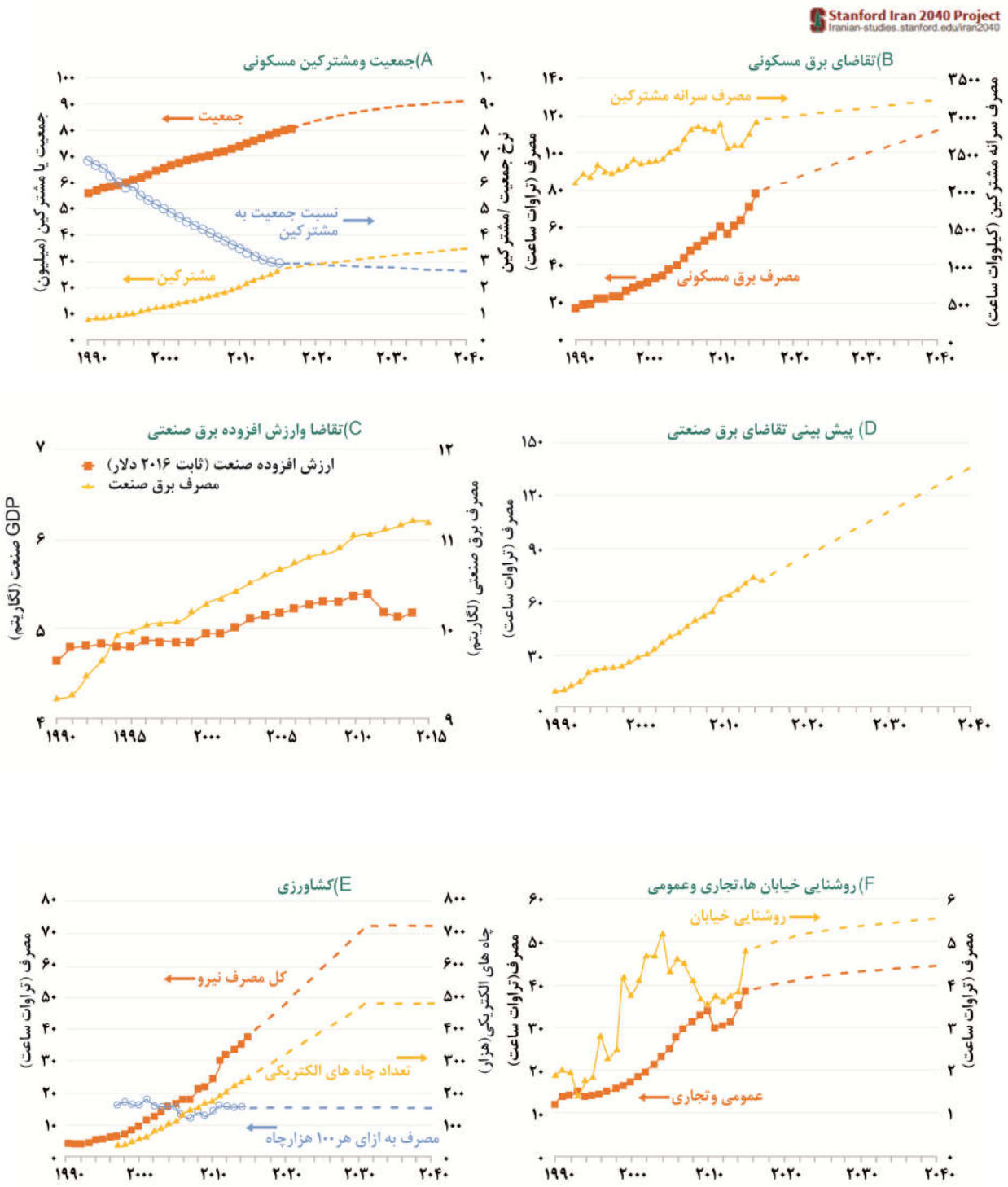
تقاضای آتی برق

در این بخش به بررسی تقاضای بلندمدت برق در ایران می پردازیم. این پیش بینی بر اساس تخمین های انجام شده در هر بخش (شامل مسکونی، صنعتی، عمومی، روشنایی خیابان ها، و استفاده های کشاورزی) است. همانطور که در نمودارهای A و B شماره ۷ دیده می شود، تقاضای کل برق مسکونی در سال های ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۶ از ۱۷ به ۷۸ ترا وات ساعت افزایش یافته است در حالیکه مصرف هر مشترک از ۲۰۰۰ به ۳۰۰۰ کیلو وات ساعت رشد داشته است. افزایش قابل توجه در مصرف برق مسکونی در سال های اخیر را می توان به توسعه شبکه برق به مناطق روستایی و دور افتاده کشور نسبت داد. با این حال، پیش بینی می شود که رشد مصرف مسکونی به دلیل رشد اندک جمعیت تا سال ۲۰۴۰ کاهش یابد. نفوذ برق تقریبا به تمام پتانسیل خود دست یافته است و نسبت جمعیت به تعداد مشترکان از ۶,۸ در سال ۱۹۹۰ به ۳,۰ در سال ۲۰۱۵، رسیده است. بر اساس سرشماری سال ۲۰۱۶، این نسبت اندازه جمعیت به تعداد مشترکین، با متوسط سایز ۳,۳ نفری خانوارهای ایران، قابل مقایسه است.

تولید ناخالص داخلی تولید شده توسط فعالیتهای صنعتی و تقاضای برق از سال ۱۹۹۰ تا ۲۰۱۵ در نمودارهای C و D نشان داده می شوند. همانطور که در این نمودار می بینیم، افزایش در مصرف برق صنعتی به طور قابل ملاحظه ای از رشد تولید ناخالص داخلی پیشی گرفته است: با در نظر گرفتن سال ۱۹۹۰ به عنوان سال پایه، نسبت رشد در تقاضای برق صنعتی به رشد واقعی نسبی تولید ناخالص داخلی این بخش، به طور متوسط نزدیک به ۲,۸ است. این رشد بالاتر از رشد متناسب در تقاضا می تواند با این حقیقت توضیح داده شود که یک نسبت بزرگ از GDP صنعتی ایران توسط بخش نفت تولید می شود، که سطح فعالیت آن تقریبا ثابت باقی مانده است. بنابراین، می توان انتظار یک همبستگی قوی بین نرخ رشد در تقاضای برق و GDP تولید شده بخش های غیر نفتی صنعت، را داشت. در غیاب هر نوع سیگنالی در بازار که یک روند متفاوت را نشان دهد، فرض می شود که مصرف برق صنعتی در آینده، روند قبلی را دنبال خواهد کرد. این بدان معناست که مصرف برق صنعتی ایران در سال های ۲۰۲۰، ۲۰۳۰، و ۲۰۴۰ به ترتیب به سالانه ۸۵، ۱۱۰ و ۱۳۵ ترا وات ساعت افزایش می یابد.

نمودار ۷. پیش بینی تقاضای برق ایران در هر بخش

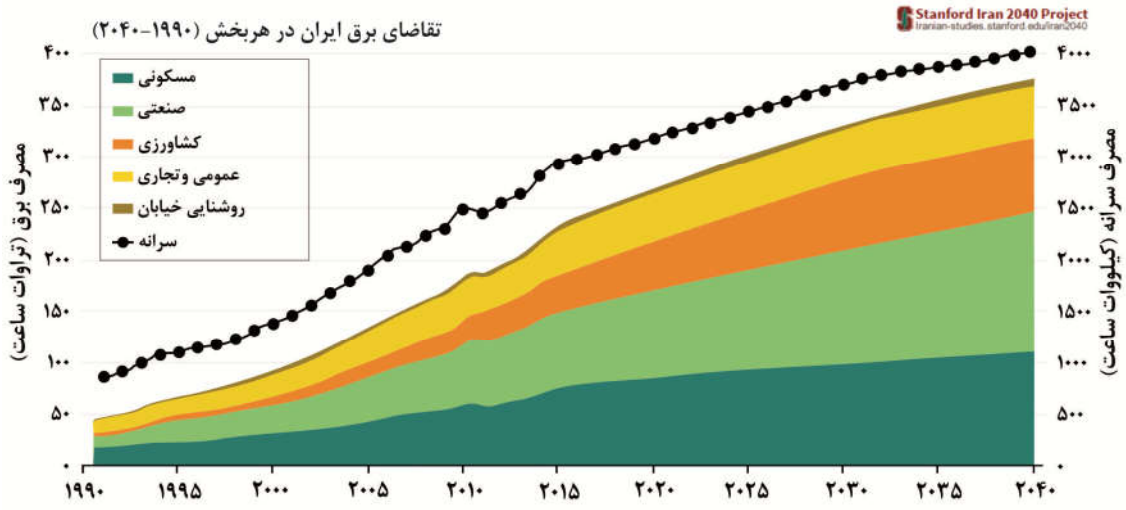
پیش بینی تقاضای برق هر بخش در ایران بر اساس داده های تاریخی، طرح های توسعه ای آتی، و سایر عوامل تاثیر گذار خارجی.



نمودار E مصرف برق در بخش کشاورزی، که عمدتا توسط چاه های آب و پمپ های آبیاری استفاده می شود را نشان می دهد. ایران تقریبا ۵۰۰ هزار چاه آب دارد که حدوده ۵۰ درصد آن از موتورهای دیزلی به الکتریکی تغییر یافته اند، چرا که دولت قصد دارد حجم آب استخراج شده از هر چاه را همزمان با کاهش هزینه های کشاورزان کنترل و نظارت کند. دولت از طریق کاهش هزینه پرداختی سوخت های مایع (گازوییل و نفت کوره)، از این انتقال نفع می برد. برای پیش بینی مصرف آتی نیرو در بخش کشاورزی، فرض می کنیم که تا سال ۲۰۳۰ حدود ۹۵ درصد چاه ها الکتریکی خواهند شد، لذا مصرف انرژی در این بخش به ۷۰ ترا وات ساعت در سال افزایش می یابد. با توجه به تقاضای برق روشنایی خیابانی و عمومی (مانند ساختمان های دولتی، مدارس)، فرض بر این است پوشش کامل از قبل وجود داشت، احتمالا تغییرات آتی در مصرف برق برای این نوع استفاده ها همانند روند رشد جمعیت است. در نتیجه، پیش بینی می شود که تقاضای برق برای استفاده های عمومی و روشنایی خیابانی تا سال ۲۰۴۰ به ترتیب به ۴۴ و ۵,۵ ترا وات ساعت برسد.

نمودار ۸. تقاضای برق ایران در هر بخش (۱۹۹۰-۲۰۴۰)

مصرف پیش بینی شده و داده های تاریخی برای مصرف کنندگان عمده برق (۱۹۹۰-۲۰۴۰). دایره ها نشان دهنده مصرف سرانه برق هستند.



عرضه آتی برق

بر اساس پیش بینی های بالا برای مصرف برق و کسری حدودا ۶۰۰۰ مگاواتی ظرفیت جاری، ظرفیت اسمی تولید ایران باید تا سال ۲۰۴۰ به ۱۳۰ هزار مگاوات برسد، که به طور متوسط نشان می دهد، باید یک افزایش سالانه ۲۲۰۰ مگاواتی هدف گذاری شود. با این حال، با توجه به کاهش مورد انتظار در رشد سالانه تقاضا از ۶,۸

به ۳,۸ ترا وات ساعت در سال ۲۰۴۰، نیاز به افزایش ظرفیت سالانه طی این مدت از ۳۰۰۰ به ۱۳۰۰ مگاوات کاهش می یابد.

در بخش های زیر، در ابتدا ارزیابی اقتصادی گزینه های جایگزین را برای آینده به همراه ظرفیت تولید برق در ایران ارزیابی می کنیم. سپس یک نقشه راه برای تحولات آتی بخش برق ایران، ارائه می دهیم که در آن نتایج حاصل از تحلیل فوق، همراه با چشم انداز تولید برق و در دسترس بودن منابع، مورد بررسی قرار گرفته است.

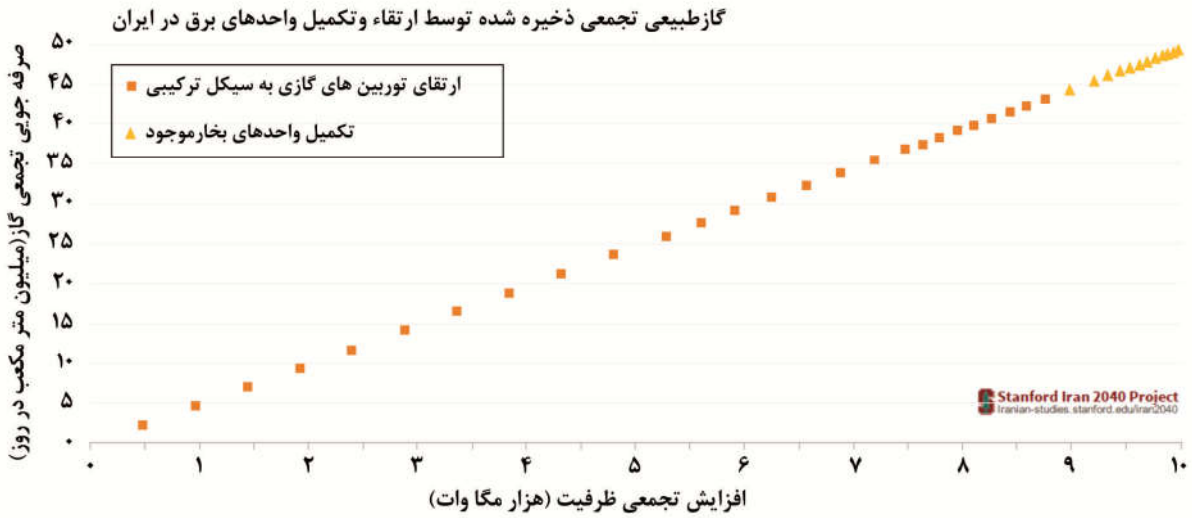
۱. ارتقا و بازسازی نیروگاه های موجود

ایران پتانسیل بالایی برای افزایش ظرفیت تولید برق از طریق افزودن توربین های بخار به واحدهای موجود توربین گاز با مقیاس بزرگ دارند و در مقیاس کوچکتر می توانند از طریق تکمیل واحدهای بخار قدیمی به این هدف دست یابند. برآورد می شود که اولین تغییر می تواند باعث افزایش۸۷۰۰ مگاواتی ظرفیت تولید گردد در حالی که دومین راهکار، پتانسیل افزایش نسبتا کوچکی در حد ۱۳۰۰ مگاوات به ظرفیت اسمی ایران (نمودار ۹) را دارد. ارتقای توربین های گاز سیکل ساده به یک سیکل ترکیبی به ذخیره ۴۳ میلیون متر مکعب در روز در مقایسه با سناریوی پایه ی ساخت واحدهای ترکیبی جدید می انجامد، و هزینه نهایی تولید برق آن تقریبا ۰,۸ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت تخمین زده می شود.

تکمیل نیروگاه های بخار در ایران با انگیزه نیاز به جایگزینی بخش اعظم نیروگاه هایی است که دوره عمر نرمال خود را سپری کرده اند. لذا ذخیره های سوخت (در حدود ۶ میلیون متر مکعب در روز) که از طریق تکمیل چنین واحدهایی امکان پذیر است و می تواند به عنوان یک مزیت جانبی مطرح باشد.

نمودار ۹. گاز طبیعی تجمعی صرفه جویی شده پس از ارتقاء و تکمیل نیروگاه های برق در ایران

افزایش تجمعی ظرفیت اسمی تولید برق و صرفه جویی در مصرف گاز طبیعی از طریق افزایش توربین های بخار به توربین های گاز سیکل ساده موجود و تکمیل نیروگاه های بخار قدیمی



۲. ایجاد واحدهای جدید سیکل ترکیبی

ساخت نیروگاه های سیکل ترکیبی جدید (یا واحدهای سیکل گاز که باید به چرخه های ترکیبی ارتقا یابند)، بخش بزرگی از افزایش ظرفیت جدید ایران در ده سال گذشته را تشکیل داده است. علاوه بر این، با توجه به افزایش سهم گاز طبیعی در ترکیب انرژی در ایران، نیروگاه های سیکل ترکیبی احتمالا همچنان به عنوان مهمترین ظرفیت های فسیلی در آینده قابل پیش بینی هستند. بر اساس اطلاعات سازمان انرژی آمریکا[۸]، سرمایه متوسط، عملیات تعمیر و نگهداری، و هزینه های متغیر تعمیر و نگهداری برای یک نیروگاه سیکل ترکیبی متداول با ظرفیت اسمی ۶۲۰ مگا واتی، به ترتیب ۹۱۷ دلار به ازای هر کیلو وات، ۱۳,۲ دلار به ازای هر کیلو وات در هر سال، و ۳,۶ دلار به ازای هر مگا وات ساعت می باشد. بر اساس این ارقام، هنگامی که هزینه سوخت حذف شود و یک واحد با عمر سی و پنج ساله را در نظر بگیریم، هزینه تولید برق توسط نیروگاه های سیکل ترکیبی در حدود ۰,۸ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت تخمین زده می شود. برای تخمین هزینه درست سوخت برای تولید نهایی برق در یک زمان معین، هزینه فرصت برای مصرف نهایی گاز طبیعی باید در نظر گرفته شود. همانطور که در بخش قبل در مورد آن بحث شد، درآمد مستقیم گاز طبیعی برای استفاده نهایی

۸- US Energy Information Administration (EIA)

قابل گسترش در ایران بین ۳۴ و ۲۷۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب متغیر است، که می تواند به ۰,۷ تا ۵,۵ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت برای نیروگاه های ترکیبی تبدیل شود. در نتیجه هزینه واقعی تولید نهایی برق در نرخ تخفیف صفر توسط نیروگاه های ترکیبی جدید از ۱,۵ تا ۶,۳ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت بسته به حداکثر بازده اقتصادی از استفاده های جایگزین گاز طبیعی موجود در آن زمان، متغیر است.

۳. انرژی تجدید پذیر

به طور کلی هزینه انرژی تجدید پذیر عمدتا به عوامل زیر بستگی دارد:

- پتانسیل ذاتی موقعیت مکانی (به عنوان مثال، تابش خورشید، سرعت باد)
- اندازه و تکنولوژی پروژه
- سیاست پرداخت حقوق و دستمزد
- هزینه سرمایه

همانطور که در مقدمه آمده است، ایران پتانسیل بالایی برای انرژی تجدید پذیر دارد. بر اساس نقشه تابش خورشیدی (نمودار ۳)، تخمین زده می شود که پتانسیل تولید نیرو در یک موقعیت مکانی معمولی با بازده بالا با یک دسترسی معقول به شبکه در ایران، ۱۶۵۰ کیلو وات ساعت به ازای هر کیلو وات پیک (پرباری) می باشد، که بالاتر از پتانسیل تولید متوسط برق در بزرگترین پروژه های خورشیدی انجام شده در دو سال گذشته در دنیا است (ضمیمه D). ما یک محدوده ۷۰۰ تا ۱۱۰۰ دلاری به ازای هر کیلو وات پیک را برای هزینه سرمایه و رقم ۱۵ دلاری به ازای هر کیلو وات پیک را برای هزینه عملیاتی تولید سالانه نیروی خورشیدی، در نظر می گیریم. علاوه بر این کاهش بی سابقه هزینه ها که در بخش خورشیدی رخ داده است، هزینه تولید نیرو از باد نیز ۶۰ درصد در شش سال گذشته، کاهش یافته است؛ هزینه سرمایه مزارع بادی واقع در ساحل نیز در محدوده ۱۲۵۰ تا ۱۷۰۰ دلار به ازای هر کیلو وات اوج متغیر است. در این تحلیل ما فرض می کنیم که هزینه سرمایه و هزینه عملیاتی سالانه مزارع بادی در مقیاس بزرگ به ترتیب ۱۳۰۰ و ۴۰ دلار به ازای هر کیلو وات اوج خواهد بود.

ایران اخیرا برای حمایت از انرژی های تجدید پذیر، از مکانیزم تعرفه ترجیحی استفاده می کند. با توجه به دلایل مندرج در زیر از اطلاعات جمع آوری شده، طرح های پروژه های انرژی خورشیدی و باد که اخیرا در مقیاس بزرگ انجام شده اند، برای تعیین هزینه آتی انرژی تجدید پذیر استفاده می شود. به طور کلی استفاده از مناقصه های رقابتی برای پروژه های انرژی تجدید پذیر در مقیاس بزرگ یک استراتژی موثر در کاهش هزینه هاست،

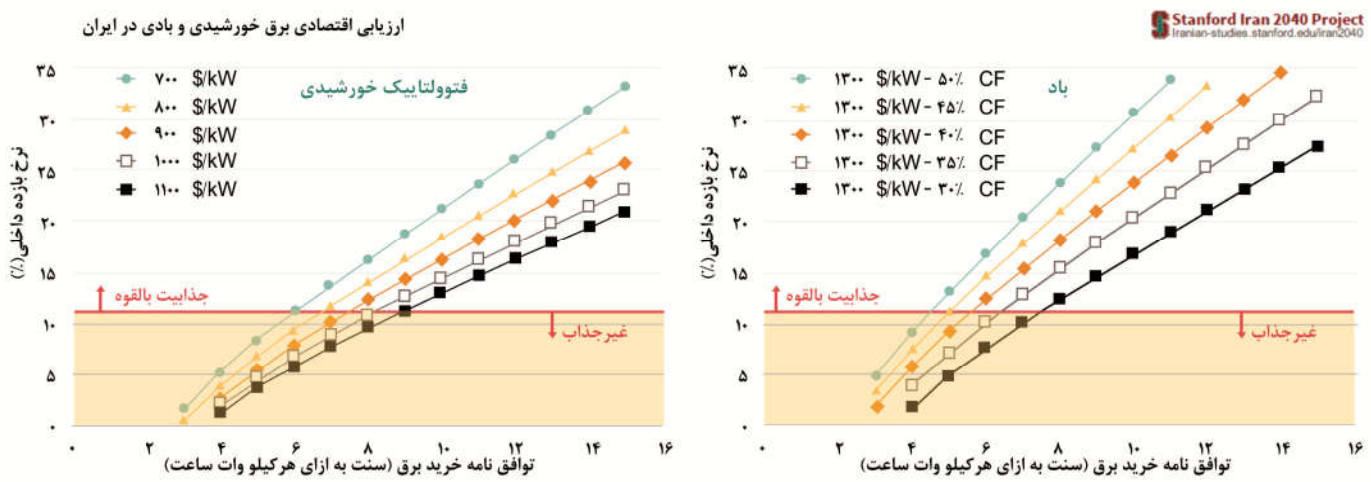
زیرا به دولت اجازه می دهد که قراردادها با بهترین تکنولوژی عملیاتی باشد. به همین ترتیب، بسیاری از کشورها طرح های پرداختی خود برای مقیاس های بزرگ را از تعرفه ترجیحی به مناقصه تغییر داده اند و بدین وسیله موافقت نامه های خرید برق را نزدیک (یا حتی کمتر از) هزینه تولید برق از سوخت های فسیلی، کاهش داده اند (ضمیمهD). تصور می شود که ایران در چند سال اخیر به دنبال این موضوع بوده و مکانیزم های پرداخت به انرژی تجدیدپذیر را به قراردادهای مبتنی بر مناقصه، تغییر دهد.

نمودار ۱۰ نشان می دهد که چگونه نرخ بازده داخلی با هزینه سرمایه و توافقنامه خرید برق، برای پروژه های بادی و خورشیدی، متفاوت است. در این نمودار، محور افقی صرف ریسک بازار ایران را نشان می دهد، که اکنون ۱۱,۲ درصد است. صرف ریسک بازار، حداقل نرخ بازده داخلی است که می تواند سرمایه گذاری خارجی را جذب نماید.

همانطور که در نمودار ۱۰ نشان داده شده، نرخ بازده داخلی ۲۰ درصدی که به طور معمول برای جذب سرمایه گذاری در ایران مورد نیاز است، با معادله هزینه برق ۹,۵ تا ۱۴,۳ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت برای انرژی خورشیدی برابری می کند. در یک مورد فرضی که نرخ بازده داخلی ۱۱,۲ درصدی برای سرمایه گذاری کافی است، معادل هزینه برق ۶,۰ تا ۹,۰ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت برای انرژی خورشیدی است. تحلیل اقتصادی مشابه در انرژی بادی نشان می دهد که حداقل موافقتنامه خرید نیرو در قیمتهای ۷ تا ۱۱,۵ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت و ۴,۵ تا ۷,۵ سنت به ازای هر کیلو وات ساعت مورد نیاز است تا به ترتیب نرخ بازده داخلی ۲۰ و ۱۱,۲ درصدی باشد.

نمودار ۱۰. ارزیابی اقتصادی برق خورشیدی و بادی در ایران

تغییرات نرخ بازده داخلی پروژه های خورشیدی (نمودار سمت چپ) و باد (نمودار سمت راست) با توافقنامه خرید نیرو و هزینه سرمایه واحد برای انرژی خورشیدی و ضریب ظرفیت برای انرژی بادی. خطوط افقی نشان می دهد که ارزش فعلی صرف ریسک بازار، حداقل نرخ بازده داخلی برای جذب سرمایه گذاران خارجی را مشخص می کند.



روند توسعه آتی

مدل پیش بینی تقاضا نشان داد که از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۴۰، ایران به افزایش ۵۴ هزار مگاواتی ظرفیت تولید ناخالص برق با نرخ سالانه ۳۰۰۰ مگاواتی در ابتدا (چند سال آینده) و ۱۳۰۰ مگاواتی در سال های آخر منتهی به ۲۰۴۰، نیاز دارد.

در مقایسه با سه راه بالا که ایران از طریق آن می تواند تقاضای آتی برق را برآورده کند، آشکار می شود که ارتقای توربین های گازی سیکل ساده موجود به سیکل ترکیبی، به هزینه برق کمتر از یک سنت می انجامد و از اینرو بالاترین اولویت را دارد. این تغییرات، ۸۷۰۰ مگاوات به ظرفیت تولید ناخالص نیروی ایران اضافه خواهد کرد. همانطور که بسیاری از واحدهای توربین بخار، دوران بازنشستگی را گذرانده اند، مدرن سازی و تکمیل آنها اجتناب ناپذیر است. رشد بهره وری مورد انتظار از این فرایند، می تواند ظرفیت تولید ناخالص ایران را ۱۳۰۰ مگاوات افزایش دهد.

دو تغییر کم هزینه بالا/یا اجباری، هرچند می تواند باعث افزایش ۱۰۰۰۰ مگاواتی از رشد ۵۳ هزار مگاواتی تقاضای پیش بینی شده تا سال ۲۰۴۰ شود، اما نشان می دهد که نیاز ایران به انرژی اضافی باید از طریق راه

اندازی واحدهای سیکل ترکیبی جدید، با سهم بالقوه از منابع انرژی تجدید پذیر، تامین شود. برای ارزیابی پایداری انرژی تجدید پذیر، دو سناریوی سرمایه در نظر گرفته می شود:

• *پروژه های تامین مالی شده دولتی.* فرض بر این است که دولت ایران، سرمایه هر دو نوع پروژه های تولید برق را فراهم می کند، پروژه های در مقیاس بالای انرژی تجدیدپذیر، برق را با هزینه ۳ تا ۴ سنتی به ازای هر کیلو وات ساعت تولید می کند، در حالی که هزینه برق در واحدهای جدید سیکل ترکیبی ایران در محدوده ۱,۵ تا ۳,۶ سنت متغیر است.

علیرغم هزینه های بالقوه ای که توسط واحدهای انرژی تجدید پذیر ارائه می شود، هزینه های سرمایه به ازای هر واحد ظرفیت واقعی نیرو (۳۷۰۰ تا ۵۹۰۰ دلار به ازای هر کیلو وات ظرفیت واقعی)، بسیار بالاتر از هزینه واحدهای نیروگاهی گازی (در حدود ۱۰۰۰ دلار به ازای هر کیلو وات ظرفیت واقعی) هستند، که مانعی سخت در توسعه آنها در ایران (جایی که تامین مالی دولتی در حال حاضر بسیار کمیاب می باشد) است. با این حال، اگر اقتصاد ایران به چنین سرمایه گذاری هایی در آینده نیاز داشته باشد، پروژه های در مقیاس بزرگ انرژی تجدید پذیر تنها زمانی توجیه پذیر خواهد بود که از گاز طبیعی استفاده نشود و بتواند در قیمت ۱۵۰ هزار دلاری به ازای هر میلیون متر مکعب یا بالاتر فروخته شود. در حال حاضر استفاده از گاز طبیعی برای ناوگان های CNG، برای صادرات به کشورهای همسایه، و تزریق مجدد به میادین نفتی برای بهبود (هرچند با عدم اطمینان) این شرایط را برآورده می کند.

• *پروژه های تامین مالی شده خصوصی.* با در نظر گرفتن یک نرخ بازده مورد نیاز ۲۰ درصدی، بخش خصوصی به یک توافقنامه خرید حداقل ۷ تا ۱۴ سنتی به ازای هر کیلو وات ساعت، به منظور در نظر گرفتن سرمایه گذاری در انرژی تجدید پذیر در ایران، نیاز دارد. با همان میزان نرخ بازده مورد انتظار ۲۰ درصدی، هزینه تولید برق (بجز هزینه سوخت) از نیروگاه سیکل ترکیبی نزدیک به ۲,۸ سنت در هر کیلو وات ساعت خواهد بود. بنابراین برای یک پروژه انرژی تجدید پذیر که به صورت خصوصی تامین مالی شده است، بازده اقتصادی (یا هزینه اجتناب شده) از استفاده های جایگزین گاز طبیعی باید بیش از ۲۰۰ هزار تا ۵۵۰ هزار به ازای هر میلیون متر مکعب باشد.

بر اساس تحلیل فوق و با توجه به درآمد واقعی (یا هزینه های اجتناب شده) مرتبط با استفاده های مختلف از گاز طبیعی، نتیجه می گیریم که استفاده از انرژی های تجدید پذیر تنها گزینه قابل قبول در موارد خاص است که در جدول یک آمده است.

جدول ۱. توافقنامه خرید انرژی تجدید پذیر برای استفاده های جایگزین گاز طبیعی در نرخ بازده داخلی ۲۰ درصدی

استفاده جایگزین از گاز طبیعی	درآمد (دلار/میلیون متر مکعب)	حداکثر قیمت توافقنامه خرید نیرو (سنت/کیلو وات ساعت)	توجیه پذیری
ناوگان CNG	۴۵۰۰۰۰	۱۲,۱	قطعی
صادرات گاز طبیعی	۲۷۰۰۰۰	۸,۳	بالا
تزریق مجدد	۲۰۰۰۰۰	۶,۹	متوسط
صنعت پتروشیمی	۱۵۵۰۰۰	۵,۹	پایین
صادرات برق	۷۰۰۰۰	۴,۲	خیلی پایین

نتیجه گیری

در این مطالعه، بخش های گاز طبیعی و برق در ایران مورد بررسی قرار گرفته است و تا روند عرضه و تقاضای آتی آن تا سال ۲۰۴۰ پیش بینی گردید. تحلیل نشان داد که تولید گاز طبیعی در ایران تا سال ۲۰۲۱ به رشد بالای خود ادامه خواهد داد و به ۹۶۰ میلیون متر مکعب در روز می رسد، بعد از آن انتظار می رود نرخ رشد، سال به سال تا محدوده ۵ تا ۱۰ میلیون متر مکعب در روز کاهش یابد. احتمال می رود در چند سال آینده، صادرات گاز طبیعی به کشورهای همسایه تا ۱۰۰ میلیون متر مکعب در روز افزایش یابد. اما هر نوع رشد بیشتر صادرات، به ویژه به اتحادیه اروپا، دشوار است. تقاضای مسکونی و تجاری برای گاز طبیعی تقریبا پایدار شده و به ثبات رسیده است. زیرا رشد قابل ملاحظه در شبکه توزیع گاز یا افزایش قابل توجه در جمعیت مورد انتظار نیست. بزرگترین رشد در تقاضای گاز طبیعی از بخش های برق، و صنایعی مانند پتروشیمی است.

تحلیل ها نشان داد که از سال ۲۰۱۷ تا ۲۰۴۰، ایران به افزودن در مجموع ۵۴ هزار مگاوات به ظرفیت ناخالص تولید برق، نیاز دارد که بایستی سالانه ۳۰۰۰ مگاوات در سال های اولیه و ۱۳۰۰ مگاوات در هر سال انتهای دوره زمانی افزوده شود. ارتقای واحدهای موجود، ۱۰ هزار مگاوات با هزینه کمتر از ۱ سنت/کیلو وات ساعت به ظرفیت فعلی اضافه خواهد کرد، در حالی که هزینه تولید برق سیکل ترکیبی در محدوده ۱,۵ تا ۶,۳ سنت/کیلو وات ساعت، بسته به هزینه فرصت در نظر گرفته شده برای گاز طبیعی، در نوسان است.

اگر قیمت فروش گاز جایگزین شده از ۱۵۰ هزار دلار میلیون متر مکعب تجاوز کند، در قیمت کمتر از ۴ سنت، انرژی تجدید پذیر (انرژی خورشیدی و بادی) تامین مالی شده توسط دولت از لحاظ اقتصادی توجیه پذیر خواهد بود. در حال حاضر، تنها استفاده هایی که آستانه نیاز به گاز طبیعی را برآورده می کند، حمل و نقل (CNG)، صادرات گاز، و تزریق مجدد به میادین نفتی می باشد. در عین حال که صادرات گاز و تزریق مجدد آن پتانسیل رشد دارد، بازار وسایل نقلیه CNG اشباع شده است. از این رو هرگونه گسترش بیشتر نیاز به یک محرک مانند افزایش در قیمت داخلی بنزین دارد.

به منظور برابری استفاده از استفاده از جایگزین های گاز طبیعی برای جبران خرید برق تجدیدپذیر تولید بخش خصوصی به قیمت ۴,۲ تا ۱۱,۲ سنت/کیلو وات ساعت بایستی گاز بین از ۲۰۰ تا ۵۵۰ هزار دلارمیلیون متر مکعب به فروش برسد. در میان مصرف کنندگان عمده نهایی گاز طبیعی در ایران، تنها خودروهای CNG و با بی اطمینانی بیشتر، صادرات گاز به کشورهای همسایه ممکن است از این آستانه عبور نماید.

ضمیمه A: پالایشگاه های گاز طبیعی ایرانی و پروژه های آتی

جدول A.1 پالایشگاه های فعال گاز طبیعی در ایران

پالایشگاه گاز	ظرفیت (میلیون متر مکعب در روز)	میادین گازی (تولید در میلیون متر مکعب در روز)
پارسیان ۱ و ۲	۸۳	تابناک، شانول و هما، وراوی
خانگیران	۵۸	مزدوران
فجر جم	۱۲۵	نار، کنگان، فازهای ۶ ۷ و ۸ پارس جنوبی
بید بلند	۲۷	آقاجاری، آغار، فازهای ۶ ۷ ۸ پارس جنوبی
فراشبند	۴۳	آقار، دالان
مسجد سلیمان	۱	میدان نفتی نفت سفید
سرخون-قشم	۱۷	سرخون، گاورزین
گنبدلی-شوریجه	۷	گنبدلی و شوریجه
سراجه	۱۰	استورج
ایلام ۱ و ۲	۱۰	تنگ بیجار
گاورزین	۲	گاورزین
پارس جنوبی ۱	۲۸	فاز ۱
پارس جنوبی ۲	۵۷	فاز ۲ و ۳
پارس جنوبی ۳	۵۷	فاز ۴-۵
پارس جنوبی ۴	۱۱۰	فاز ۶-۷-۸
پارس جنوبی ۵	۵۷	فاز ۹-۱۰
پارس جنوبی ۶	۵۷	فاز ۱۵-۱۶
پارس جنوبی ۷	۵۷	فاز ۱۷-۱۸
پارس جنوبی ۸	۵۷	فار ۲۰-۲۱
پارس جنوبی ۹	۸۵	فاز ۱۲
پارس جنوبی ۱۲	۵۷	فاز ۱۹

جدول ۲ .A توسعه پروژه های آتی بخش گاز طبیعی در ایران

پروژه	تولید (میلیون متر مکعب در روز)	تاریخ شروع
پارس جنوبی- فاز ۲۲، ۲۳، ۳۴	۵۷	۲۰۱۸-۲۰۱۷
پارس جنوبی- فاز ۱۳	۵۷	۲۰۱۸-۲۰۱۷
پارس جنوبی- فاز ۱۴	۵۷	۲۰۱۹-۲۰۱۸
پارس جنوبی- فاز ۱۱	۵۷	۲۰۲۱
کیش- فاز ۱	۲۵	۲۰۱۹
کیش- فاز ۲، ۳	۵۷	بعد از ۲۰۲۱
پارس شمالی- فاز ۱، ۲، ۳، ۴	۱۰۰	بعد از ۲۰۲۱
فرزاد A	۶۲	بعد از ۲۰۲۱
فرزاد B	۲۵	اعلام شده توسط IPC
بلال	۱۲	اعلام شده توسط IPC
گلشن و فردوسی	۷۰	اعلام شده توسط IPC
میادین خامی	۱۸	اعلام شده توسط IPC
هالگان	۱۲	اعلام شده توسط IPC
سفید باغونس	۵	اعلام شده توسط IPC
سفید زاخور	۷	اعلام شده توسط IPC
دی	۵	اعلام شده توسط IPC
آغار- فاز ۲	۲۳	اعلام شده توسط IPC
کارون بنگستان	۳	اعلام شده توسط IPC
نتجیر بیجار- فاز ۲	۳	اعلام شده توسط IPC

ضمیمه B: صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا

همانطور که نرخ تولید گاز طبیعی در پارس جنوبی رو به رشد است، ایران در حال جستجوی موقعیت های سودآور صادرات به مقصددهای بین المللی و منطقه ای است. این مساله به ویژه پس از کاهش قیمت نفت و اثر آن بر بودجه دولت،بیشتر مورد توجه قرار گرفته است. همانطور که قبلا بحث شده است، پیش بینی می شود که کل صادرات گاز طبیعی ایران به ترکیه، عراق (بغداد و بصره)، عمان، و ارمنستان، طی پنج سال آینده به ۱۰۰ میلیون متر مکعب در روز برسد. در این بخش، ما به طور مختصر به بررسی عوامل تاثیر گذار بر پتانسیل صادرات گاز ایران به اتحادیه اروپا می پردازیم.

در حالیکه اتحادیه اروپا در حال حاضر، گاز طبیعی از ایران وارد نمی کند، اما احتمال گسترش و بازگشایی الگوهای تجاری بلندمدت مورد توجه هر دو طرف قرار گرفته است. مذاکره هسته ای اخیر میان غرب و ایران به طور بالقوه می تواند بر منطقه خاورمیانه تاثیر بگذارد و با تصمیم گیری تاکتیکی اتحادیه اروپا به آرامی از گاز روسیه جدا شود. جایگزینی بخشی از گاز روسیه با گاز ایران فقط ترکیب انرژی اتحادیه اروپا متنوع نخواهد کرد بلکه باعث کاهش قیمت واردات گاز نیز می شود. با این وجود برای موفقیت چنین استراتژی پیوندی میان اروپا و ایران، هر دو طرف باید تعهدات و امتیازات بلندمدتی برای خود ایجاد کنند. به عنوان پیش شرط برای چنین تعاملی، اروپا باید با یک قرارداد بلندمدت برای خرید و انتقال گاز از ایران موافقت کند. این موضوع نیازمند سرمایه گذاری در گسترش ظرفیت تولید ایران و تکمیل خط لوله های مورد نیاز است.

با توجه به زیرساخت های حمل و نقل، شبکه گاز ایران به طور کامل به اروپا متصل نیست اما از طریق خط لوله تبریز-آنکارا از اتصال بخشی به ترکیه بهره مند خواهد شد. این خط لوله گاز را از میدان گاز پارس جنوبی به شهر بازرگان در مرز ترکیه انتقال می دهد. یکی از گزینه ها، خط لوله پیشنهادی ایرانی است که یک شبکه ۳۳۰۰ کیلومتری است که قبل از رسیدن به ایتالیا، از ترکیه عبور می کند. از آنجا گاز را به بخش های شمالی و جنوبی تقسیم می کند و گاز را به آلمان، اتریش، سوئیس، فرانسه و اسپانیا عرضه می کند.

به گفته دفتر امور اقتصادی و کنترل صادرات آلمان[۹]، متوسط قیمت گاز در مرزهای آلمان در سال های ۲۰۱۵ و ۲۰۱۶، در حدود ۲۱۳ و ۱۶۰ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب بودند. چنین قیمت هایی به سختی هزینه های استخراج و حمل و نقل گاز از جنوب اروپا به ایران را پوشش می دهد و از اینرو برای ایران از لحاظ اقتصادی مطلوب نیست. همانطور که در نمودار ۶ نشان داده شده است، بسیاری از کاربردهای گاز طبیعی در

۹- German Federal Office of Economic Affairs and Export Control

ایران در حال حاضر بازده بسیار بالاتری در برابر هزینه های پایین، دارد. بنابراین بر این باوریم که منافع ایران در صادرات گاز به اروپا از طریق حداقل قیمت فروش ۳۵۰ هزار دلاری به ازای هر میلیون متر مکعب در روز بدست می آید. علاوه بر ملاحظات اقتصادی با توجه به روابط قوی سیاسی، اقتصادی و نظامی بین ایران و روسیه، بعید به نظر می رسد که ایران بخواهد روابط استراتژیک خود را با روسیه برای کسب چنین مزایایی، تضعیف کند.

ضمیمه C: تجزیه و تحلیل مختصر اقتصادی صنعت پتروشیمی در ایران

در سال ۲۰۱۵ ایران با چهل و نه واحد پتروشیمی، ۲۵,۳ میلیون تن مواد پتروشیمی با ارزش بازاری ۱۴,۵ میلیارد دلار تولید کرد. به طور متوسط ارزش بازاری محصولات پتروشیمی ایران در سال های ۲۰۱۴ و ۲۰۱۵ به ترتیب ۵۷۳ و ۷۰۸ دلار به ازای هر تن بودند. جدول زیر، خوراک هیدروکربن این واحدها از جمله سوخت و خوراک را نشان می دهد. با استفاده از قیمت جهانی کالاها، ابتدا یک مقدار معادل گاز طبیعی بر اساس ارزش بازاری، برای هر یک از این منابع تخمین زده می شود، سپس با جمع تمام آنها میزان کل مصرف گاز طبیعی بدست می آید، که در سال ۲۰۱۵، حدودا ۱۷۷,۷ میلیون متر مکعب در روز بود. بنابراین درآمد ناخالص ایران از محصولات پتروشیمی در سال ۲۰۱۵، معادل ۲۲۴ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی بود. در مقایسه با سال ۲۰۱۴ می توان نتیجه گرفت که هر زمان قیمت متوسط نفت بالاتر بود، درآمد ناخالص حاصل از صنعت پتروشیمی ۲۷۶ هزار دلار به ازای هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی است. در اینجا، ما یک ارزش متوسط ۲۵۰ هزار دلاری (سوخت و خوراک هر دو با هم) را برای ارزش بازار محصولات پتروشیمی ایران (به ازای هر یک میلیون متر مکعب مصرف معادل گاز طبیعی) استفاده می کنیم.

به منظور تخمین ارزش افزوده گاز طبیعی در بخش پتروشیمی ایران، باید هزینه های سرمایه و ساخت و نگهداری (ثابت و متغیر) از درآمد ناخالص کسر شود. لذا ما به عنوان مثال در اینجا واحدهای متانول را استفاده می کنیم. یک واحد متانول معمولی، به ازای مصرف هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی، ۱۰۲۰ تن تولید می کند. هزینه های سرمایه، ساخت و نگهداری ثابت، و ساخت و نگهداری متغیر یک واحد متانول به ازای هر میلیون متر مکعب گاز طبیعی به ترتیب ۱۳۷، ۲۴، و ۱۰ هزار دلار می باشند که به هزینه کل ۱۷۱ هزار دلاری به ازای مصرف هر یک میلیون متر مکعب گاز طبیعی، می انجامد (به استثنای هزینه سوخت و خوراک). با در نظر گرفتن قیمت فوب ۴۴۰ دلاری به ازای هر تن متانول، هزینه های سرمایه، و ساخت و نگهداری برای یک واحد متانول مساوی با ۳۸ درصد درآمد ناخالص است. گسترش تحلیل بالا به کل صنعت نشان می دهد که، از درآمد ناخالص ۲۵۰ هزار دلاری به ازای هر میلیون متر مکعب مصرف معادل گاز طبیعی، حدود ۹۵ هزار دلار آن به هزینه های سرمایه و ساخت و نگهداری اختصاص داده می شود؛ لذا ارزش افزوده ناخالص ۱۵۵ هزار دلاری به ازای هر میلیون متر مکعب مصرف معادل گاز طبیعی در واحدهای پتروشیمی ایران داریم. البته ذکر این نکته ضروریست که این ارزش افزوده، سود را نشان نمی دهد زیرا هزینه سوخت و خوراک در آن نیامده است.

جدول ۱ .C. مصرف هیدروکربن واحدهای پتروشیمی ایران در سال ۲۰۱۵

ورودی	ارزش	قیمت نسبت به گاز طبیعی	معادل گاز طبیعی (میلیون متر مکعب در روز)
خوراک گاز طبیعی	۱۶,۷ میلیون متر مکعب در روز	۱	۱۶,۷
سوخت گاز طبیعی	۳۰,۱ میلیون متر مکعب در روز	۱	۳۰,۱
میعانات گاز طبیعی	۵۵۷۸ هزار تن در سال	۳	۵۹,۳
NGL	۸۷ هزار بشکه در روز	۲	۲۱,۴
نفتا	۱۷۷۵ هزار تن در سال	۳	۱۸,۷
اتان	۱۶۳۱ هزار تن در سال	۱	۶,۱
گاز طبیعی مرطوب	۴۶۳۱ هراز تن در سال	۱	۱۷,۱
گاز طبیعی ترش	۲۲۱۴ میلیون متر مکعب در سال	۱	۶,۱
کروسن	۲۱۰ هزار تن در سال	۳	۲,۱
پلتفرمت	۳۵۶ هزار تن در سال	۳	۰,۰۸
جمع کل			۱۷۷,۷

ضمیمه D: اقتصاد انرژی تجدید پذیر در ایران

میانگین هزینه های سرمایه و ساخت واحدهای انرژی خورشیدی را بر اساس اطلاعات گردآوری شده از پروژه های تحت قراردادهای جهانی در سال های ۲۰۱۶/۲۰۱۵ تخمین زده ایم.

جدول D. ۱. خلاصه پروژه های خورشیدی در مقیاس مطلوب در سال ۲۰۱۶/۲۰۱۵.

پروژه	قرارداد فروش نیرو (سنت/کیلو وات ساعت)	ظرفیت (مگا وات)	هزینه سرمایه (دلار/کیلو وات اوج)	تولید (کیلو وات ساعت/کیلو وات اوج)
عربستان سعودی، انرژی Taqnia ۲۰۱۵	۴,۹۰	۵۰	۸۷۰	۱۷۴۵
السالوادور، شرکت شبکه Tracia ۲۰۱۶	۶,۷۲	۱۰۰	۷۴۰	۱۵۵۱
پرو، ناحیه Moquegua، Enersur ۲۰۱۶	۴,۸۵	۴۰	۷۵۰	۱۵۶۷
منطقه کرن، آمریکا، minutenergy۸ ۲۰۱۶	۳,۸۰	۱۵۵	۶۶۰	۱۵۸۹
پالوآلتو، آمریکا، انرژی حکات ۲۰۱۶	۳,۶۷	۲۶	۶۴۰	۱۵۸۴
مکزیک، Photoemeris Sustentable ۲۰۱۶	۶,۷۵	۲۹	۹۳۵	۱۳۷۸
مکزیک، Enel Green Power ۲۰۱۶	۵,۰۷	۱۰۰۰	۶۷۵	۱۳۷۷
دوبی، امارات، عبدل لطیف جمیل+سرمایه گذاری مشترک انرژی تجدید پذیر فتوواتیو+مصدر	۲,۹۹	۸۰۰	۶۹۰	۱۷۳۴
هند، تامیل نادو ۲۰۱۶	۷,۴۰	۶۴۸	۱۰۴۰	۱۵۸۷

تولید سالانه برق (کیلو وات ساعت/کیلو وات پیک) با استفاده از ابزارهای ارائه شده توسط آزمایشگاه انرژی تجدیدپذیر ملی آمریکا[۱۰]، تخمین زده شده است. نرخ تنزیل این پروژه ها (که بستگی به صرف ریسک کشورها و منابع مالی آنها دارد) برابر با صرف ریسک سهام آن کشور فرض شده است.

هزینه های سرمایه و عملیاتی انرژی بادی در سال ۲۰۱۶ در ۱۲۵۰ تا ۱۷۰۰ دلار به ازای هر کیلو وات پیک و ۴۰ دلار به ازای کیلو وات پیک گزارش شده است. در این تحلیل، هزینه سرمایه پروژه های بادی در مقیاس بزرگ در ایران در حدود ۱۳۰۰ دلار به ازای هر کیلو وات پیک فرض شده است، در حالی که ضریب ظرفیت بین ۳۰ تا ۵۰ درصد متفاوت است تا در محدوده هزینه برق واحدهای بادی باشد.

۱۰- USA National Renewable Energy Laboratory (NREL)

چشم انداز اقتصاد ایران در سال ۲۰۴۰

ارزیابی وضعیت زمین و بارش
در صنعت کشاورزی ایران

خلاصه مدیریتی

نکات مهم

- توزیع زمین در ایران از لحاظ مناسب بودن برای کشاورزی (میلیون هکتار): خیلی خوب ۰,۶ (۰,۴٪)، خوب ۳,۶ (۲,۲٪)، متوسط ۱۲,۸ (۷,۹٪)، ضعیف ۱۸,۵ (۱۱,۴٪)، خیلی ضعیف ۱۰,۲ (۶,۳٪)، نامناسب ۹۷,۴ (۶۰٪) و مناطق مستثنی شده ۱۹,۳ (۱۱,۹٪).

- توزیع فعلی زمین‌های کشاورزی در میان طبقه‌های مربوط به سطح کیفی زمین (٪ از کل کشتزارها): خیلی خوب ۲٪، خوب ۱۲٪، متوسط ۳۴٪، ضعیف ۳۰٪، خیلی ضعیف ۵٪، نامناسب ۱۷٪.

- ۵,۵ میلیون هکتار زمین کشاورزی (تحت کشت و کشت نشده) در طبقه‌های نامناسب و خیلی ضعیف قرار دارند؛ کشاورزی در چنین زمین‌هایی بازده‌های پایینی دارد؛ یا با روش‌های نامناسبی صورت می‌گیرد.

- توزیع مجدد آگاهانه زمین‌های کشاورزی می‌تواند به طور بالقوه موجب بهبود بازده محصول و پایداری کشاورزی در ایران گردد.

علاوه بر رشد سریع جمعیت طی چند دهه اخیر، عواملی چون کمبود آب و تخریب خاک، چالش‌هایی که بخش کشاورزی ایران برای اطمینان از وجود امنیت غذایی در بلندمدت با آنها روبروست را تشدید کرده است. باوجود اهمیت بالای آن، اما اینکه تا چه حدی منابع آبی و زمینی ایران می‌توانند تقاضای کشور برای غذا در آینده را تامین نمایند به خوبی درک نشده است. در این خصوص، به طور سیستمیک ظرفیت زمین در ایران برای داشتن کشاورزی پایدار برمبنای خواص خاک، مکان‌نگاری[۱] و شرایط جوی مرتبط با تولید محصول ارزیابی گردیده است.

اهداف از قرار زیر است:

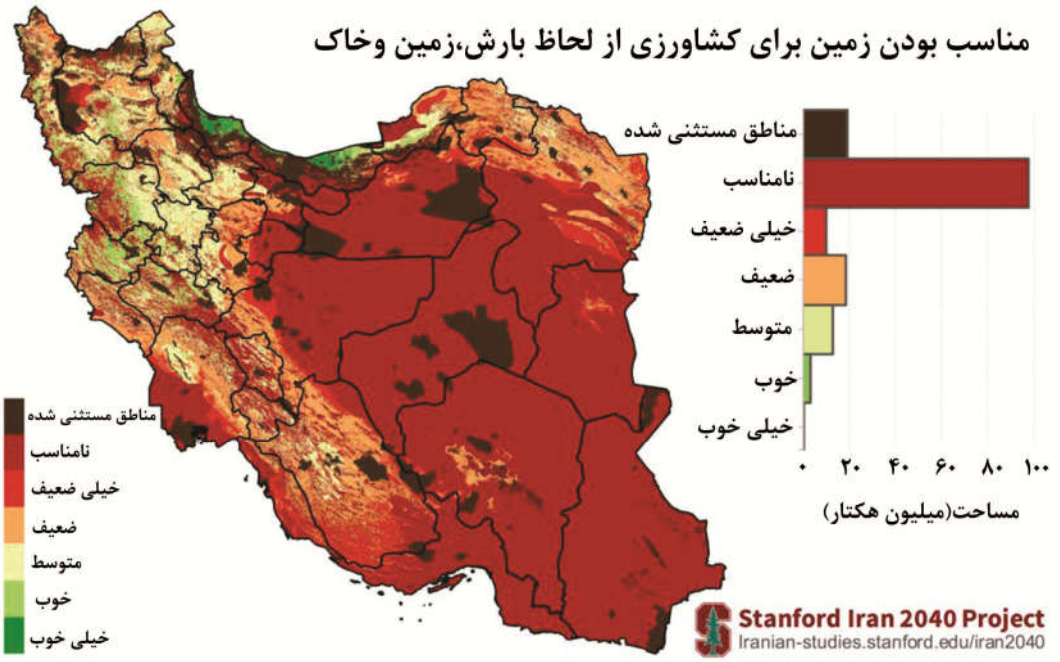
الف. تعیین کمیت و ترسیم قابلیت منابع زمینی در ایران برای کشت

ب. بررسی اینکه آیا از طریق توسعه کشاورزی یا توزیع مجدد زمین‌های کشاورزی می‌توان تولید را افزایش داد یا خیر.

[۱] topography

زمانی که این ارزیابی صرفاً بر مبنای متغیرهای مکان‌نگاری و خاک صورت می‌گیرد، قابلیت زمین در ایران برای زراعت را می‌توان بدین صورت طبقه‌بندی کرد (میلیون هکتار): خیلی خوب ۰,۷، خوب ۵,۱، متوسط ۱۷,۲، ضعیف ۲۴,۸، خیلی ضعیف ۵۵,۷ و نامناسب ۳۹,۷. مناطق آبی درون مرزی، مناطق حفاظت شده، مناطق شهرنشینی، جنگل‌های طبیعی و مراتع که جمعاً ۱۹,۳ میلیون هکتار از زمین‌ها در ایران را تشکیل می‌دهند، در این تحقیق به عنوان "مناطق مستثنی شده" شناخته می‌شوند. زمانی که متغیرهای جوی (پتانسیل تبخیر[۲] و بارش[۳]) در ارزیابی مدنظر قرار می‌گیرند، توزیع قابلیت زمین، اینگونه خواهد بود (میلیون هکتار): خیلی خوب ۰,۶، خوب ۳,۶، متوسط ۱۲,۸، ضعیف ۱۸,۵، خیلی ضعیف ۱۰,۲ و نامناسب ۹۷,۴. توزیع مکانی این زمین‌ها در شکل ES-۱ نشان داده شده است. از میان خواص مطرح شده در مورد زمین و خاک، عواملی نظیر پایین بودن کربن آلی[۴] خاک، شیب تند و مقدار زیاد سدیم در خاک از متداول‌ترین عواملی هستند که موجب محدود کردن قابلیت زمین‌ها برای کشاورزی می‌شوند.

شکل ES-۱: نقشه قابلیت زمین در ایران برای زراعت که برمبنای متغیرهای خواص خاک، مکان‌نگاری و اوضاع جوی ارزیابی شده‌اند.



[۲] potential evapotranspiration
[۳] precipitation
[۴] organic carbon

همچنین تحلیل حاضر آشکار می‌سازد که ۳۰، ۵ و ۱۷ درصد از زمین‌های کشاورزی فعلی (تحت کشت یا کشت نشده) به ترتیب در مناطق ضعیف، خیلی ضعیف و نامناسب واقع شده‌اند. از آنجایی که زمین‌های استفاده نشده‌ای حداقل با سطح متوسط کیفیت برای جایگزینی وجود دارد که به بهبود کلی پایداری بخش کشاورزی ایران می‌انجامد، می‌توان از زراعت در زمین‌های خیلی ضعیف و نامناسب تاحدی اجتناب نمود. برآوردها ما از نسبت زمین‌های استفاده نشده در هر کدام از طبقه‌ها از لحاظ مناسب بودن برای زراعت نشان می‌دهد که تقریباً تمام زمین‌های در دسترسی که کیفیت بالایی برای کشاورزی دارند مورد بهره‌برداری قرار گرفته‌اند، اما حدود ۴,۲ میلیون هکتار زمین با کیفیت متوسط هم وجود دارد که اکثراً در غرب ایران قرار داشته و می‌توانند در آینده مورد استفاده قرار گیرند. البته تنها بخش کوچکی از این زمین‌های استفاده نشده را می‌توان عملاً برای کشاورزی درنظر گرفت، چراکه ارتباط مکانی آنها اندک بوده و دسترس‌پذیری محدودی دارند. برآورد شده است که کاشت گندم دیم در ۱ میلیون هکتار از این زمین‌های استفاده نشده به طور بالقوه‌ای می‌تواند منجر به تولید ۰,۸ میلیون تن گندم در سال شده و ۵ درصد بر سطح فعلی تولید غلات در ایران بیفزاید.

اگرچه کافی نبودن منابع آبی مدت‌هاست که به عنوان یکی از موانع اصلی در توسعه کشاورزی پربار در ایران شناخته شده است، اما این تحقیق به محدودیت‌های دیگری که براثر کمبود منابع زمینی مناسب به وجود آمده‌اند می‌پردازد. در مطالعه حاضر، در دسترس بودن آب‌های زیرزمینی برای فعالیت کشاورزی بررسی نمی‌شود و بارش تنها عنصری از آب‌های سطحی است که میزان دسترس‌پذیری آن مورد توجه قرار گرفته است.

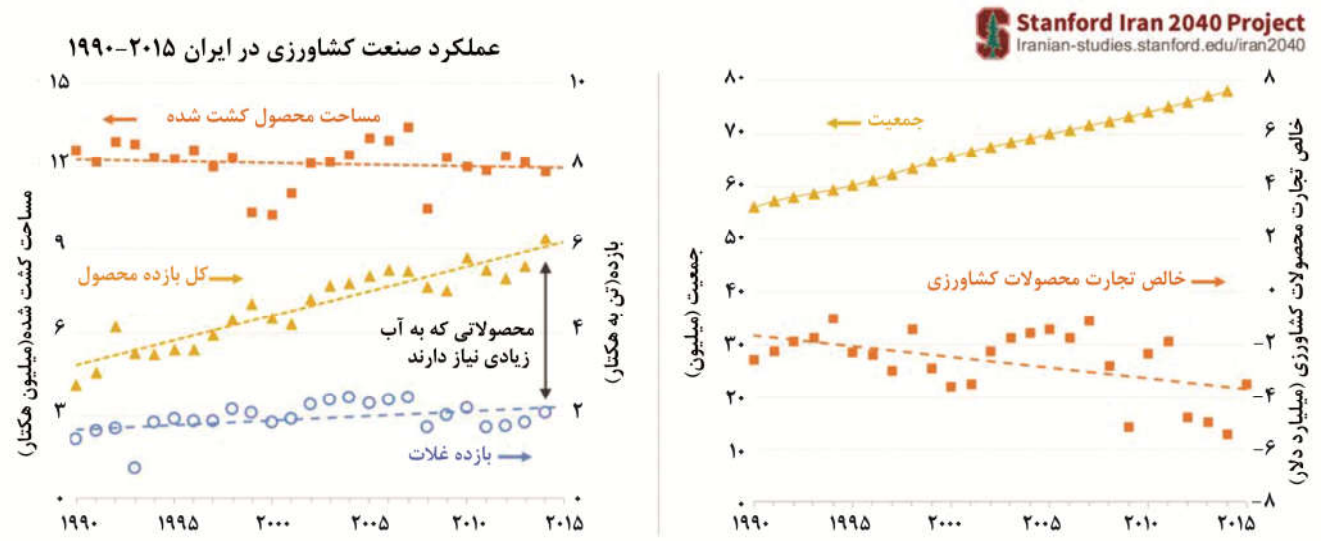
ارزیابی وضعیت زمین و بارش در صنعت کشاورزی ایران

مقدمه

صنعت کشاورزی یکی از ارکان اصلی اقتصاد ایران بوده و تقریباً ۹ درصد از تولید ناخالص داخلی کشور و ۱۹ درصد از کل اشتغال آن را به خود اختصاص داده است. حدود ۹۰ درصد از مواد غذایی مورد نیاز در داخل را تولید می گردد و ۹۲ درصد از آب شیرین کشور در بخش کشاورزی به مصرف می‌رسد. شکل ۱ تغییرات در مساحت زمین کشت شده، میانگین بازده محصول، جمعیت و خالص تجارت در سطح بین المللی طی ۲۵ سال گذشته را نشان می‌دهد. اگرچه کل مساحت زمین‌های کشاورزی تحت کشت طی ۲۵ سال گذشته حدود ۱۲ میلیون هکتار در نوسان بوده، اما میانگین بازده محصول از ۲,۸ تا ۶,۴ تن در هکتار افزایش یافته است؛ که موجب رشد تولید سالانه محصول از ۲۹ تا ۷۴ میلیون تن بین سال‌های ۱۹۹۰ و ۲۰۱۵ شده است. با این وجود، تناژ تولید و بازده‌ی غلات (که ۸۰ درصد از کشتزارهای کشت شده را شامل می‌شود) بدون تغییر باقی مانده و افزایش در میانگین کل تولید و بازده محصول صرفاً به دلیل بالا رفتن سطح تولید سبزیجات (شامل سبزیجات و محصولات جالیزی) می‌باشد. این جابجایی محسوس در الگوی کشت محصولات زراعی به شدت بر مشکلات تامین آب در ایران افزوده است چراکه اکثر این محصولات به آب زیادی نیاز دارند. علاوه بر این، باغبانی و باغ‌های میوه ۲,۶ میلیون هکتار از زمین‌های ایران را به خود اختصاص داده‌اند که بازده آنها به طور میانگین ۶,۴ تن در هر هکتار است و حدود ۱۶ میلیون تن محصولات باغداری در هر سال تولید می گردد.

سرعت افزایش محصولات کشاورزی طی ربع قرن گذشته، همپای رشد تقاضا (که در پی رشد سریع جمعیت اتفاق افتاده) نبوده است، از این رو شاهد کاهش روند خالص معاملات کشور در سطح بین المللی در این بخش بوده‌ایم (شکل ۱). تقریبا می‌توان گفت خالص ارزش واردات محصولات کشاورزی (یعنی حدود ۵ میلیارد دلار) برابر با ۱۴ درصد درآمد ناخالص فعلی حاصل از صادرات نفت ایران می‌باشد.

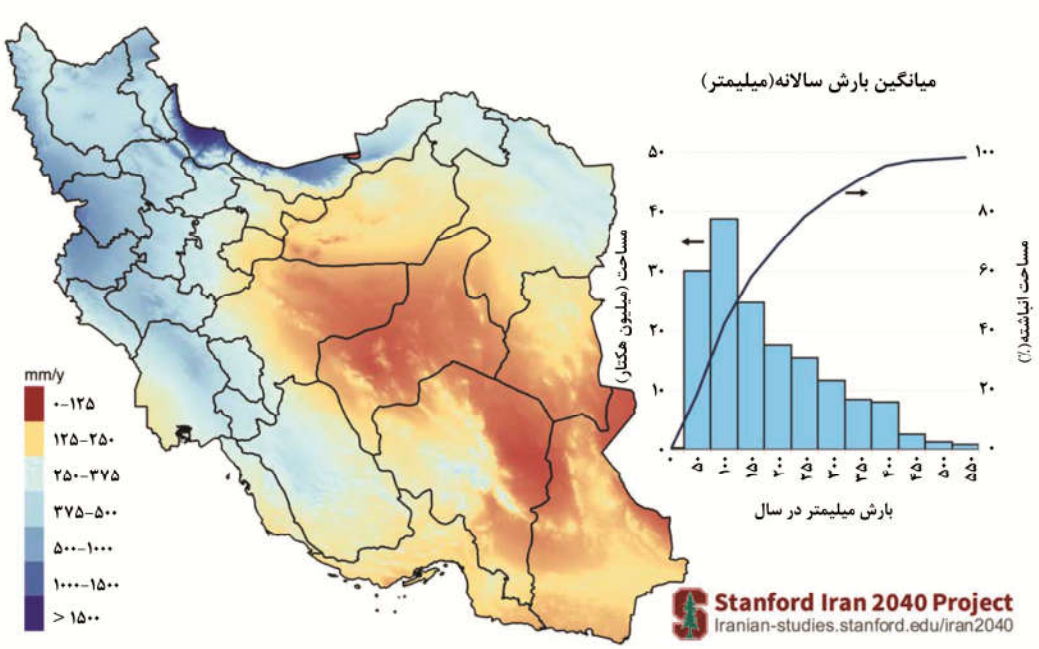
شکل ۱. تغییرات زمانی بازده و مساحت تحت کشت در ایران (محور سمت چپ)، و جمعیت و خالص ارزش معاملات بین‌المللی محصولات کشاورزی (محور سمت راست).



ایران در ناحیه اقلیمی خشک واقع شده و درحال حاضر با مشکلات بی‌سابقه‌ای در تامین آب مورد نیاز خود روبروست، مسئله‌ای که تاثیری معکوس (و در برخی موارد تغییرناپذیر) بر اوضاع بخش‌هایی از کشور، اکوسیستم، اقتصاد و زندگی بسیاری از افراد داشته است. متوسط بارش سالانه در حدود ۷۰ درصد از مناطق کشور، کمتر از ۲۵۰ میلیمتر بوده و تنها ۳ درصد از کل مساحت زمین در ایران (یعنی ۴,۷ میلیون هکتار) بیشتر از ۵۰۰ میلیمتر در سال بارندگی دارند (شکل ۲). الگوی بارندگی در ایران به شدت تحت تاثیر رشته‌های کوه‌های زاگرس و البرز قرار دارد. کوه‌های زاگرس مانع رسیدن رطوبت دریای مدیترانه به مرکز کشور شده و کوه‌های البرز هم رطوبت حاصل از دریای خزر را جذب می‌کنند.

توزیع جغرافیایی کشتزارها در ایران (شکل A۱، پیوست A) تا حد زیادی با توزیع مکانی بارندگی همبستگی دارد. اکثریت بالقوه فعالیت‌های زراعی در ایران در بخش‌های شمالی، شمال غربی و غرب کشور که میانگین بارش سالانه آنها از ۲۵۰ میلیمتر بیشتر است صورت می‌گیرد (شکل ۲). البته آبیاری محصولات در مناطقی انجام می‌شود که میزان بارندگی در آنها کمتر از ۲۰۰ میلیمتر در سال (یا حتی کمتر از ۱۰۰ میلیمتر در سال) می‌باشد.

شکل ۲. توزیع متوسط بارش سالانه در ایران.



علی رغم تلاشی که برای مدرنیزه کردن بخش مذکور در جریان است، اما صنعت کشاورزی در ایران عملکرد ضعیفی داشته و ناپایدار می‌باشد. افراط در مصرف آب‌های سطحی همراه با کاهش سطح منابع آب‌های زیرزمینی و تخریب خاک موجب افزایش قابل توجه نگرانی‌ها درباره آینده‌ی تامین غذا برای جمعیت در حال رشد ایران شده است. به همین سبب استفاده صحیح از زمین های کشاورزی ایران، اهمیتی حیاتی دارد و ایران بایستی بهره‌وری و کارایی مصرف آب را بهبود بخشد، توزیع الگوی کشت محصولات را بهینه سازد و فناوری‌های مدرن زراعت را اجرایی نماید.

در اینجا به طور کمّی توانایی زمین‌های ایران برای تولید محصول با در نظر داشتن خواص خاک، مکان‌نگاری و شرایط جوی ارزیابی می‌گردد. تحلیل مذکور با استفاده از تعداد زیادی مجموعه داده‌های مکانی با وضوح ۸۵۰ متر (برای شرایط جوی و خواص خاک) و ۲۸ متر (برای مکان‌نگاری) انجام شده است. نتایج ارائه شده می‌تواند به تعیین زمین‌های مناسبی که زیر کشت نرفته‌اند و همچنین تعیین مناطق زراعی که کشت در آنها با کیفیت پایین انجام می شود، کمک کند. نتایج حاصل، جهت برآورد ظرفیت تولید مواد غذایی در ایران در آینده مفید بوده و از این رو اثرات قابل توجهی بر امنیت غذایی ایران و تجارت محصولات کشاورزی در سطح بین‌المللی دارند.

بحث و بررسی

زمین در ایران به لحاظ کیفیت و مناسب بودن برای کشاورزی برمبنای متغیرهای خاک، مکان‌نگاری و شرایط جوی (بارش و تبخیر-تعریق)، که اهمیت زیادی در پایداری و سودآوری صنعت کشاورزی دارند، به ۶ طبقه تقسیم می گردد؛ این طبقه‌ها عبارتند از نامناسب، خیلی ضعیف، ضعیف، متوسط، خوب و خیلی خوب (برای جزئیات بیشتر به متدها مراجعه کنید).

این طبقه‌بندی، معیاری نسبی برای مقایسه بازده بالقوه محصولات در انواع مختلف زمین‌ها را در اختیار قرار می‌دهد. چهار نوع زمینِ مورد استفاده مهمی که از تحلیل کیفیت مستثنی شده‌اند، ۱۹,۳ میلیون هکتار (۱۲٪) از زمین‌های ایران را تشکیل می‌دهند (جدول ۱)، پس درنتیجه ۱۴۲,۸ میلیون هکتار زمین در دسترس داریم که برای تعیین قابلیت زراعت در آن مورد ارزیابی قرار می‌دهیم (جدول ۲). زمانی که قابلیت زمین تنها بر مبنای محدودیت‌های مکان‌نگاری و خاک ارزیابی می‌گردد (یعنی بدون درنظر گرفتن متغیرهای شرایط جوی)، برآورد می‌گردد که ۱۲۰ میلیون هکتار (۷۴ درصد) از زمین‌ها از کیفیت ضعیف و کمتر از حد مناسبی برخوردارند (جدول ۲). تحت چنین سناریویی، مساحت زمین‌هایی که از لحاظ کیفی درجه متوسط دارند ۱۷,۲ میلیون هکتار (۱۱ درصد) بوده و زمین‌های با کیفیت بالا (طبقه‌های خوب و خیلی خوب) از ۵,۸ میلیون هکتار (۴ درصد) تجاوز نمی‌کنند (جدول ۲).

جدول ۱. زمین‌های مستثنی شده از تحلیل تفکیک زمین‌ها از لحاظ مناسب بودن برای کشاورزی

پوشش زمین	مساحت (میلیون هکتار)	درصد از کشور
آب‌های درون مرزی	۱,۱	۰,۷
مناطق حفاظت شده	۱۱,۴	۷,۱
مناطق شهرنشینی	۰,۵	۰,۳
مراتع و جنگل‌های طبیعی	۷,۶	۴,۷
جمع کل	۱۹,۳*	۱۱,۹

*توجه داشته باشید، از آنجاکه میان برخی از پوشش زمین‌ها همپوشانی جغرافیایی وجود دارد، جمع کل مساحت مستثنی شده اندکی کمتر از جمع ریاضی تک تک مساحت مستثنی شده می‌باشد.

جدول۲. توزیع میزان مناسب بودن زمین‌های ایران برمبنای سه معیار تحلیل قابلیت (میلیون هکتار)			
طبقه قابلیت زمین برای زراعت	خاک + مکان‌نگاری (شکل ۳)	خاک + مکان‌نگاری + شرایط جوی دیم (شکل ۷)	خاک + مکان‌نگاری + شرایط جوی (شکل ۸)
مناطق مستثنی شده	۱۹,۳	۱۹,۳	۱۹,۳
نامناسب	۳۹,۷	۱۱۲,۹	۹۷,۴
خیلی ضعیف	۵۵,۷	۳,۶	۱۰,۲
ضعیف	۲۴,۸	۸,۸	۱۸,۵
متوسط	۱۷,۲	۱۲,۴	۱۲,۸
خوب	۵,۱	۴,۸	۳,۶
خیلی خوب	۰,۷	۰,۷	۰,۶

توزیع مکانی طبقه‌ها از لحاظ مناسب بودن زمین برای کشاورزی نشان می‌دهد که اکثریت بالقوه زمین‌ها در مرکز، شرق و جنوب شرقی ایران (صرفنظر از در دسترس بودن آب و دیگر متغیرهای مربوط به شرایط جوی) پتانسیل کمی برای زراعت دارند (شکل ۳). همانطور که در شکل ۴ ارائه شده است، بازدهی بالقوه کشاورزی در این مناطق اساسا به دلیل مقدار کم کربن آلی (OC) و سطح بالای مقدار سدیم (ESP) در خاک محدود می‌شود.

به طور کلی، خاک ایران از لحاظ مواد آلی ضعیف بوده و برآورد می‌شود میزان OC در ۶۷ درصد از مساحت زمین‌های این کشور کمتر از ۱ درصد باشد. خاک‌های شور که توسط فائو (سازمان خواروبار و کشاورزی ملل متحد)[۵]، به عنوان خاک‌هایی با مشخصات $EC^{۶} > ۴$ ds/m و $pH < ۸,۲$ تعریف می‌شوند، به طور معمول در

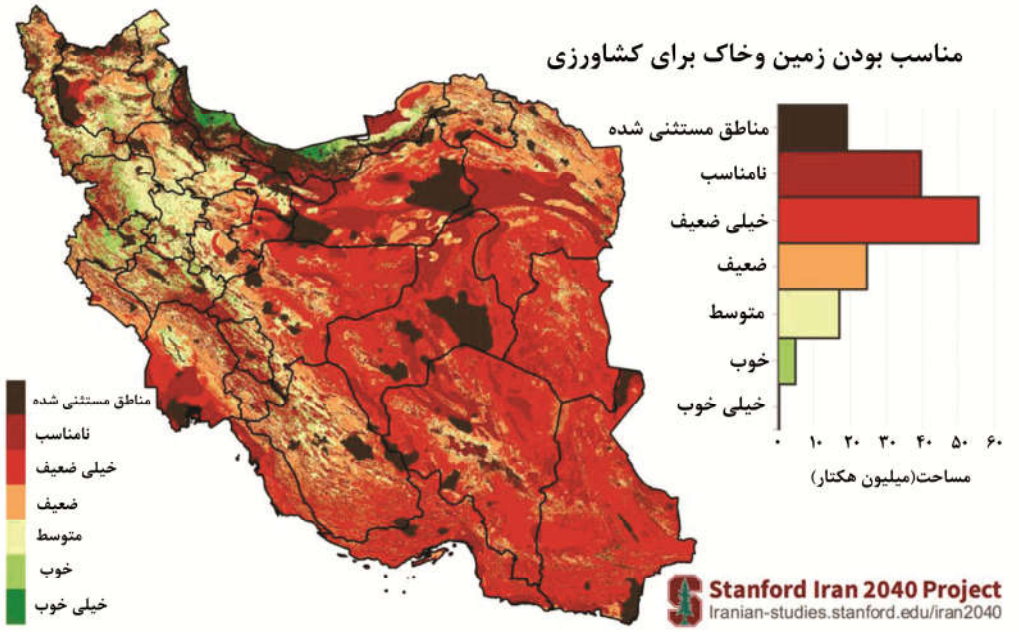
[۵] FAO
[۶] Electrical conductivity : هدایت الکتریکی

۴۱ میلیون هکتار (۲۵٪) ایران گسترش یافته‌اند. اگرچه شوری خاک (EC > ۴ ds/m) تاثیر معکوسی بر بسیاری از گیاهان می‌گذارد، اما محصولاتی با قدرت تحمل بالاتر نظیر جو و چغندر قند هم وجود دارند که در خاک‌های با درجه‌ی EC بالاتر از ۲۰ ds/m تقریباً به طور رضایت‌بخشی رشد می‌کنند (۱۱)، که به عنوان حد بالایی EC در این تحلیل مورد استفاده قرار گرفته است. اگرچه خاک‌های شور (ESP > ۱۵ [۷] و pH > ۸,۲ در تعریف فائو فراوانی اندکی در ایران دارند (حدود نیم میلیون هکتار)، اما خاک‌هایی که فقط ESP بالایی دارند (یعنی صرف‌نظر از مقدار pH) حدود ۳۰ میلیون هکتار (۱۸ درصد از زمین‌ها) را به خود اختصاص داده‌اند. ESP ۴۵ درصد را به عنوان حد بالایی برای کشت در نظرگرفته می شود و از آنجایی که محصولاتی نظیر چغندرقند که قدرت تحمل خوبی دارند، در این سطوح بالای ESP می‌توانند بازدهی قابل قبولی داشته باشند.

همانطور که در شکل ۴ دیده می شود، EC در میان عوامل محدودکننده فهرست نشده است، و این در حالی است که می‌دانیم شوری خاک یک موضوع مهم در صنعت کشاورزی ایران محسوب می‌شود. به عبارت دیگر، برآورد می‌شود کل مساحتی که خاک‌های EC > ۲۰ dS/m دارند حدود ۶,۴ میلیون هکتار (۴ درصد از زمین‌ها) باشد، درحالیکه خاک‌های با ESP بیشتر از آستانه‌ی ۴۵ ، حدود ۱۲ میلیون هکتار (۷٪) یعنی تقریباً دو برابر اندازه خاک‌های شور را تشکیل می‌دهند.

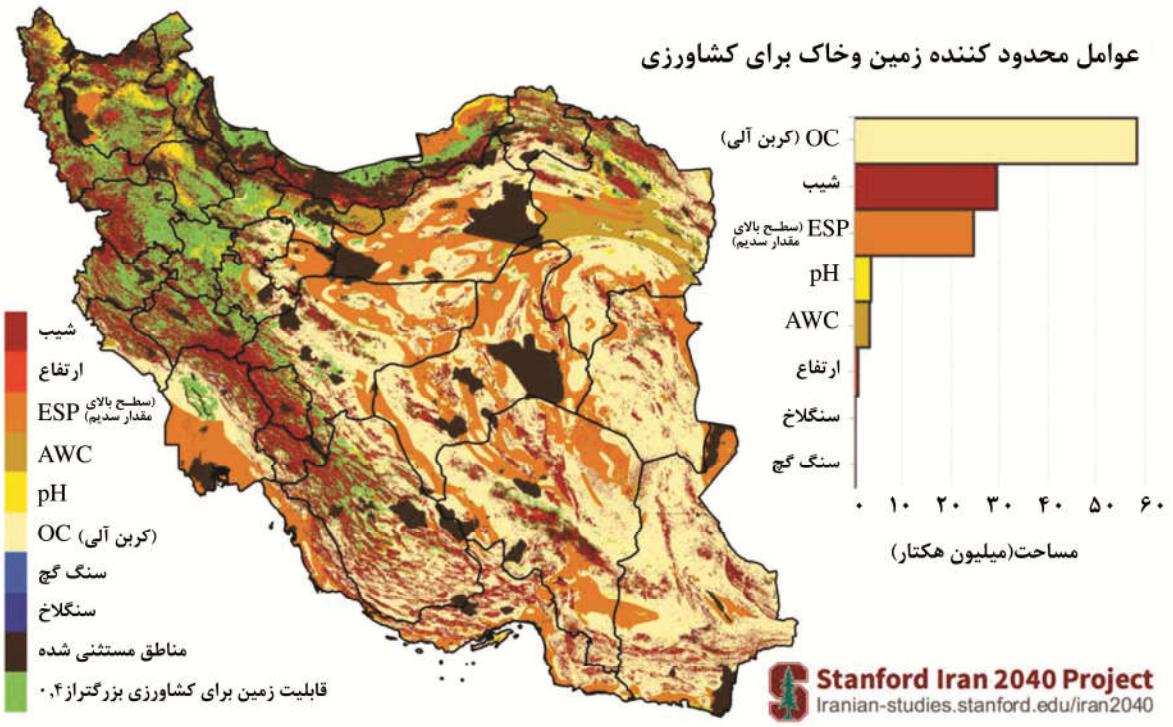
[۷] Exchangeable sodium percentage : درصد سدیم تبادلی

شکل ۳. قابلیت زمین‌های ایران برای کشاورزی برمبنای متغیرهای مکان‌نگاری و خاک. به متدها برای تعاریف طبقه‌های کیفیت زمین‌ها مراجعه کنید.



زمین‌های باکیفیت بالا برای کشت در ایران (مناطق خوب و خیلی خوب) به نوار باریکی در کرانه دریای خزر (استان‌های گلستان، مازندران و گیلان) و چند استان دیگر در غرب و شمال غربی (مانند آذربایجان غربی، کردستان و کرمانشاه) محدود می‌شوند (شکل ۳). در استان‌های غربی و شمال غربی، محدودیت‌های اصلی زمین شامل ارتفاع زیاد و شیب تند می‌باشند (شکل ۳)، ازآنجاییکه این مناطق توسط دو رشته کوه مهم در شمال (البزر) و غرب (زاگرس) از وسط قطع می‌شوند.

شکل ۴. توزیع جغرافیایی عوامل محدودکننده مکان‌نگاری و خاک برای زمین‌ها که در طبقه‌های نامناسب، خیلی ضعیف و ضعیف (که در شکل ۳ نشان داده شده است) قرار گرفته‌اند. ضریب مناسب بودن بیشتر از ۴٪ به زمین‌های متوسط، خوب و خیلی خوب مربوط می‌شود.



تا اینجا، تحلیل قابلیت زمین فقط برمبنای وضعیت زمین و خاک انجام شده است و منعکس‌کننده بازدهی بالقوه زراعت در ایران بدون در نظر گرفتن محدودیت‌های بیشترِ ناشی از متغیرهای شرایط جوی و در دسترس پذیری آب می‌باشد. البته ایران در یکی از خشک‌ترین مناطق در جهان واقع شده، جایی که کمبود آب در آن محدودیت اصلی برای تولید محصولات کشاورزی است. باتوجه به شاخص خشکی[۸]، ۹۸ درصد از سطح ایران در دسته‌ی بیش از حد خشک، خشک یا نیمه خشک قرار می‌گیرد (شکل B۱، ضمیمه B). همانطور که در شکل ۵ دیده می شود، ماه‌های اوت و ژانویه (مرداد و دی) به ترتیب خشک‌ترین و مرطوب‌ترین ماه‌ها در ایران به حساب می‌آیند. بیش از نیمی از کشور، وضعیت جوی بیش از حد خشک را برای ۵ ماه متوالی از ماه ژوئن (خرداد) به بعد تجربه می‌کنند (شکل ۵). این الگوی زمانیِ شاخص خشکی، پیامدهای وخیمی برای محصولات کشت تابستانه دارد، چرا که مقدار آب قابل دسترس و یا نرخ جذب آب محصول در طی این ماه‌ها کمتر از تقاضای

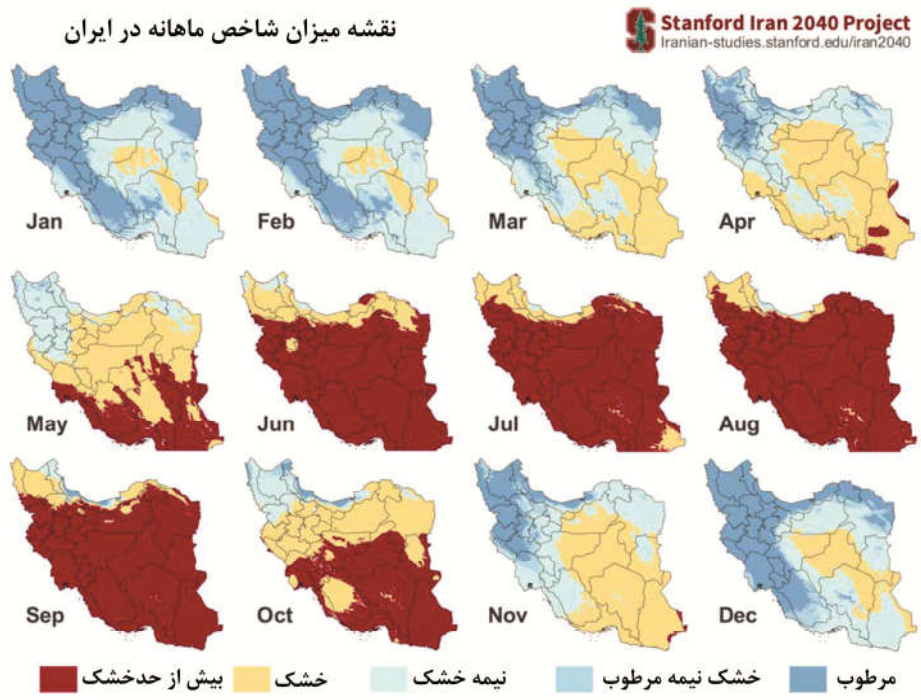
[۸] aridity index

تبخیری اتمسفر[۹] است و به بازدهی به شدت پایین یا از بین رفتن کل محصول منجر می شود درجه بالایی از هم‌پوشانی میان مناطقی که وضعیت هوای آنها در اکثر سال مرطوب می‌باشد، وجود دارد (شکل ۵) و در واقع این مناطق هستند که با توجه به شرایط زمین و خاکشان، برای کشاورزی مناسب محسوب می شوند (شکل ۳). این مسئله حاکی از آن است که برخی از خصوصیات زمین که به کشت مربوط می‌شود، ممکن است با پارامترهای جوی همبستگی داشته باشد. باید در نظر داشت که نسبت بالای بارش (P) به پتانسیل تبخیر (PET) در مناطق مرطوب همچنین می‌تواند ناشی از درجه حرارت پایین باشد نه بارش زیاد.

به منظور مدنظر قرار دادن متغیرهای جوی در تحلیل ویژگی های زمین، از پتانسیل تبخیر و میزان بارش ماهانه به عنوان معیارهای دسترس‌پذیری کلی و تغییرپذیری زمانی آب استفاده کردیم. طول دوره رشد در سرتاسر ایران را بااستفاده از داده‌های PET و میزان بارش ماهانه به دست آوردیم (شکل ۶). دوره رشد به عنوان تعداد ماه‌های متوالی که در آنها سطح بارندگی از نصف PET بیشتر می‌شود تعریف می‌گردد. همانطور که در شکل ۶ نشان داده شده است، وضعیت جوی مرطوب باعث طولانی شدن دوره رشد شده و معمولاً چنین شرایطی در شمال، شمال غربی و غرب ایران وجود دارد. درضمن استان گیلان طولانی‌ترین دوره رشد (یعنی ۹ ماهه) را به خود اختصاص داده است. برای بیش از ۵۰ درصد زمین‌ها در ایران، طول دوره رشد مرطوب[۱۰] بسیار کوتاه بوده (کمتر یا برابر ۲ ماه و تنها درصورتی می‌توان در این مناطق به زراعت پرداخت که آب بیشتری از طریق آبیاری تامین گردد (شکل ۶). البته مناطقی که در بخش‌های مرکزی، شرقی و شمال شرقی ایران واقع شده‌اند از مشکل کمبود منابع آبی سطحی و زیرزمینی جهت انجام آبیاری پایدار رنج می‌برند. اهمیت قایل شدن برای اطلاعات جوی روزانه و تمام انواع منابع آبی محلیِ در دسترس می‌تواند دقت در برآورد طول دوره رشد را بهبود بخشد.

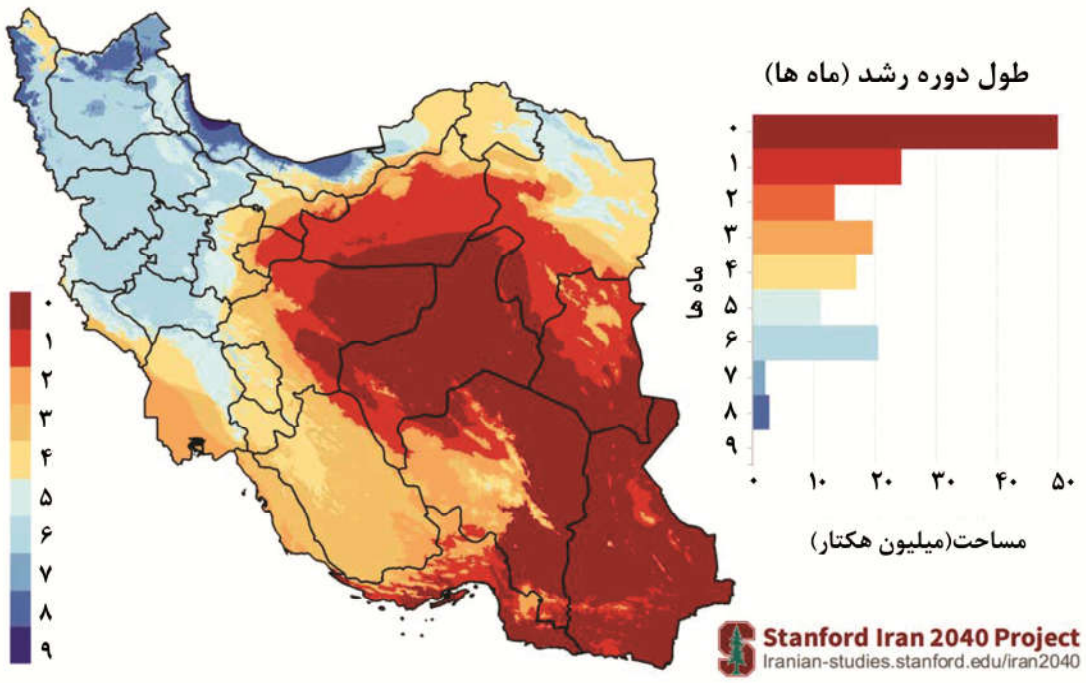
[۹] atmospheric evaporative demand (AED)
[۱۰] moist growing period

شکل ۵. توزیع مکانی و زمانی طبقه‌های شاخص خشکی در ایران.



با لحاظ کردن بارش سالانه و طول دوره رشد در ارزیابی زمین، مقدار کل و توزیع زمانی بارش به دست آمد. بازدهی کشت دیم نیز متاثر از انتخاب زمان کاشت است، که غالباً به زمان‌بندی اولین بارندگی موثر بستگی دارد. در زمان محاسبه طول دوره رشد، این فاکتور (یعنی زمان کشت) به طور غیرمستقیم در تحلیل لحاظ شده است. با توجه به این تحلیل مشترک شرایط جوی-زمین –خاک، تمام مناطقی که دوره رشد آنها دو ماه یا کمتر می‌باشد، مناسب برای کشاورزی نبوده و هیچ ارزشی از این جهت ندارد، از این رو در گروه *نامناسب* برای کشاورزی طبقه‌بندی می‌شوند. سپس به ارزیابی ظرفیت زمین برای کشت دیم با استفاده از حد بارش ۲۵۰ میلیمتر در سال پرداخته می شود، که غالباً به عنوان حداقل آستانه برای کشت دیم درنظر گرفته می‌شود (به شکل C۱، پیوست C مراجعه شود).

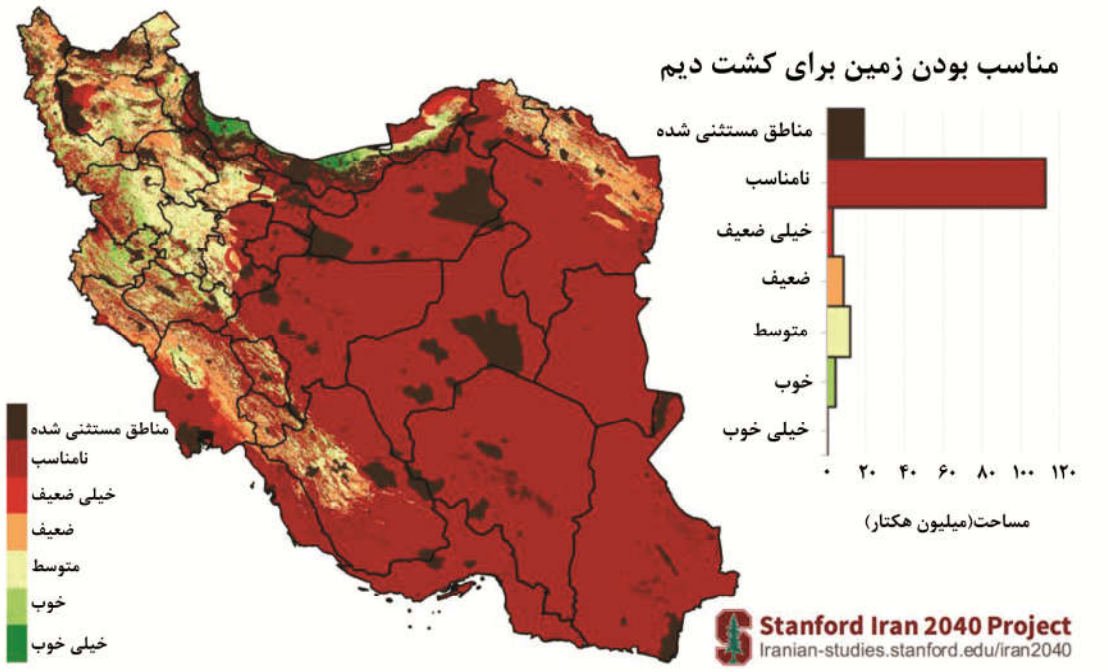
شکل ۶. توزیع مکانی طول دوره رشد (ماه‌ها) در ایران.



همانطور که در جدول ۲ می‌بینید، درنظر گرفتن طول دوره رشد و بارش در تحلیل مذکور، تنها تا حدی باعث اندکی کاهش در کل مساحت زمین‌های باکیفیت بالا (طبقه‌های خوب و خیلی خوب) از ۵,۸ تا ۵,۴ میلیون هکتار شده است. این مسئله دلالت برآن دارد اکثر زمین‌هایی که از لحاظ زمین و خاک، شرایط مناسبی دارند، مقداری کافی از رطوبت برای کشت دیم پُر بازده نیز دریافت می‌دارند. در مقابل، زمانی که آستانه‌های طول دوره رشد و بارش بر محدودیت‌های مکان‌نگاری و خاک افزوده گردید، شاهد افزایش مساحت زمین‌های نامناسب از ۳۹,۷ تا ۱۱۲,۹ میلیون هکتار بودیم. این افزایش در وسعت زمین‌های نامناسب عمدتاً ناشی از تنزل رتبه زمین‌ها از طبقه خیلی ضعیف به طبقه نامناسب بوده است (جدول ۲). افزایش محدودیت رطوبت نیز از مساحت زمین‌های که درجه متوسط دارند به میزان ۴,۸ میلیون هکتار خواهد کاست. به طور خلاصه، در سناریوی کشت دیم، ۱۲۵ میلیون هکتار (۷۷ درصد) از زمین‌ها در ایران ممکن است در گروه‌های ضعیف یا پایین‌تر طبقه‌بندی شوند، درحالی که تنها ۱۸ میلیون هکتار (۱۱ درصد) از زمین‌ها از شرایط لازم برای قرار گرفتن در طبقه‌هایی که از لحاظ مناسب بودن برای کشاورزی رتبه بالاتر یا متوسط دارند، برخوردار می‌باشند (جدول ۲).

توزیع مکانی این طبقه‌ها از قابلیت زمین در شکل ۷ ترسیم شده است. تقریباً کل مرکز ایران (یزد، سمنان، مرکزی و اصفهان) و اکثریت بالقوه مساحت زمین‌ها در استان‌های شرقی (خراسان جنوبی و بخش جنوبی خراسان رضوی)، استان‌های جنوب شرقی (سیستان و بلوچستان و کرمان) و استان‌های جنوبی (هرمزگان و بوشهر) برای کشت دیم نامناسب هستند. تقریباً نیمی از مساحت خوزستان و سه چهارم استان فارس نیز بدین منظور نامناسب تشخیص داده شده‌اند. از کل مناطق شرقی ایران، تنها در بخش شمالی خراسان رضوی، کمربندی از زمین‌های مناسبی وجود دارد که شرایط لازم برای کشت دیم موفق را به طور بالقوه دارا هستند.

شکل ۷. قابلیت زمین‌ها در ایران برای داشتن پتانسیل کشت دیم برمبنای خواص خاک، زمین، و بارش با آستانه ۲۵۰ میلیمتر در سال.



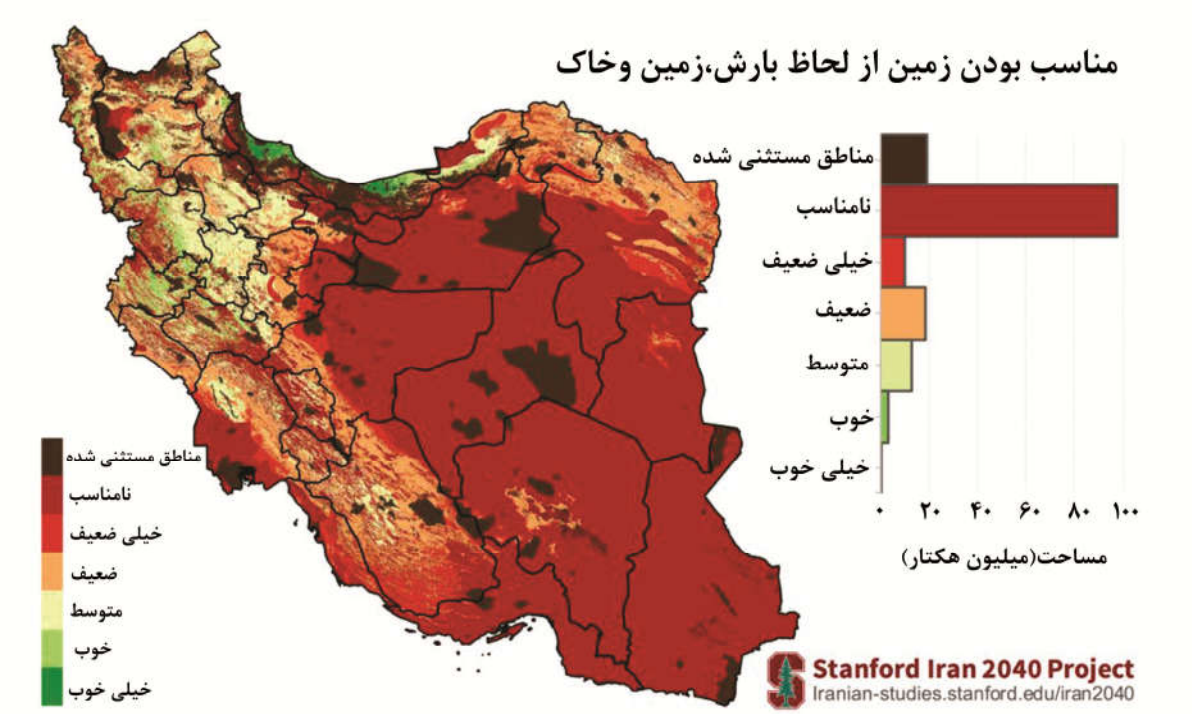
در مرحله بعدی تحلیل، قابلیت زمین برحسب میزان بارش در دامنه ۱۰۰ میلیمتر در سال (سطح حداقل) تا ۵۰۰ میلیمتر در سال (سطح حداکثر) اندازه‌گیری شد. فرض شده است که محدوده‌ی پایین‌تر (یعنی ۱۰۰ میلیمتر در سال)، مناطق بیابانی جهت مصارف کشاورزی را مستثنی می‌کند (۱۵)، در عین حال محدوده‌ی بالاتر (یعنی ۵۰۰ میلیمتر در سال) یک محیط مرطوب خوشایند برای رشد بسیاری از محصولات را نشان می‌دهد (به شکل C۱، پیوست C مراجعه شود). در اینجا هیچ فرضیه‌ای در مورد اینکه آیا شیوه‌های زراعت با تکیه بر کشت دیم بوده یا آبیاری (جهت تامین آب مورد نیاز محصول)، وجود نداشته است. همان محدودیت‌های

خاک/مکان‌نگاری و حداقل طول دوره رشد (بزرگتر مساوی دو ماه) متدهای قبلی در این تحلیل مورد استفاده قرار گرفته است.

برخلاف تحلیل کشت دیم، روش مقیاس‌بندی بارش[۱۱] اساسا به تغییر توزیع قابلیت زمین‌ها در طبقه‌هایی که از لحاظ مناسب بودن، سطح پایینی دارند منجر می‌شود (جدول ۱). برای مثال، بخش بزرگی از زمین‌ها در طبقه نامناسب به طبقه‌های ضعیف و خیلی ضعیف جابجا می‌شود. اکثر زمین‌های با کیفیت بالا (به عبارت دیگر خوب و خیلی خوب)، که همچنین سطح کافی رطوبت را حفظ کرده‌اند (یعنی طبقه‌های خوب و خیلی خوب) در استان‌های شمالی و غربی ایران واقع شده‌اند (شکل ۸). چنین زمین‌هایی بیشتر در کرمانشاه با مساحت ۷۶۳ هزار هکتار (بالاترین مقدار) و پس از آن در کردستان با مساحت ۶۴۴ هزار هکتار وجود دارند. برآورد می‌شود که زمین‌های با کیفیت بالا به ترتیب ۳۳ و ۲۱ درصد از این دو استان را پوشش دهند. دیگر استان‌هایی که درصد بالایی از زمین‌های با کیفیت بالا را به خود اختصاص داده‌اند عبارتند از گیلان (۲۴٪)، مازندران (۱۶٪)، آذربایجان غربی (۱۴٪) و لرستان (۱۴٪). البته برای ۱۷ استان، کل زمین‌های با کیفیت بالا کمتر از ۱ درصد کل مساحت آنها می‌باشد.

[۱۱] precipitation scaling method

شکل ۸. قابلیت زمین برای کشاورزی در ایران برمبنای وضعیت جوی، زمین و خواص خاک. برخلاف تحلیل کشت دیم (شکل ۷)، در این تحلیل، قابلیت زمین برحسب بارش سالانه در دامنه‌ی ۱۰۰ تا ۵۰۰ میلیمتر در سال افزایش می‌یابد.



به منظور برآورد کل مساحت کشتزارها در هر کدام از طبقه‌های مذکور، ۱,۲ میلیون هکتار از زمین‌های ایران را به صورت بصری و تصادفی با استفاده از تصاویر به دست آمده از تصاویر ماهواره ای بررسی گردیده است. زمین‌های مورد استفاده برای کشت تقریباً رابطه خطی با قابلیت زمین (که از روش مقیاس‌بندی بارش به دست آمده‌اند) دارند (شکل ۹). برآورد می‌شود کل مساحت زمین‌های کشاورزی (کشت شده، شخم زده شده، و رها شده) در ایران حدود ۲۴,۶ میلیون هکتار است، که البته بزرگتر از رقم گزارش شده توسط وزرات کشاورزی ایران (یعنی ۱۴,۵ میلیون هکتار) می‌باشد. این وزارتخانه تنها مساحت زمین‌هایی که کشت شده اند را گزارش می‌کند؛ از اینرو زمین‌های شخم زده شده یا رها شده را در محاسبه‌ی مساحت زمین‌های کشاورزی فعال لحاظ نکرده است. با این حال تحلیل تصاویر ماهواره ای، تمام زمین‌هایی که در حال حاضر تحت کشت هستند یا در گذشته‌ی نزدیک تحت کشت رفته بودند و اکنون شخم زده شده یا رها شده‌اند (اما هنوز برای مقاصد کشاورزی حفظ شده‌اند و مشخصه بارزی نظیر شیاردار بودن را دارا می‌باشند) در برمی‌گیرد.

توزیع نسبی کشتزارها در میان طبقه‌های قابلیت زمین برای زراعت (شکل ۹) نشان می‌دهد که حدود ۵۲ درصد (۱۳ میلیون هکتار) از مناطق تحت کشت در زمین‌هایی واقع شده‌اند که برمبنای روش مقیاس‌بندی بارش در رتبه‌های ضعیف و پایین‌تر طبقه‌بندی شده‌اند و به طور ویژه ۴,۲ میلیون هکتار از زمین‌ها (یعنی ۱۷ درصد از کل مساحت کشاورزی) به طبقه‌ی نامناسب مربوط می‌شوند. به طور تقریبی، ۳,۴ میلیون هکتار (یعنی ۱۴ درصد) از مساحت تحت کشت در زمین‌های با کیفیت خوب و خیلی خوب قرار دارند (شکل ۹)، البته امکان توسعه‌ی زمین‌های کشاورزی در این بخش‌ها وجود ندارد، چراکه تمام زمین‌های قابل دسترسی که در طبقه‌های با کیفیت خوب و خیلی خوب هستند در حال حاضر به طور کامل به بهره‌برداری رسیده‌اند. زمین‌های با کیفیت متوسط، ۱۲,۸ میلیون هکتار از مساحت سطح زمین در ایران را در بر می‌گیرند (جدول ۲)، که از آن حدود ۸,۶ میلیون هکتار به کشاورزی تخصیص داده شده‌اند (یعنی ۳۴ درصد از کل مساحت کشاورزی). البته به دلیل توزیع مکانی پراکنده و عدم دسترسی مناسب آنها، تنها بخش کوچکی از زمین‌های استفاده نشده که کیفیت متوسطی دارند (یعنی ۴,۲ میلیون هکتار) می‌توانند عملا برای فعالیت کشاورزی به کار گرفته شوند.

با استفاده از اطلاعات مکانی فائو درمورد بازده گندم دیم در ایران، متوسط بازده در هر یک از ۶ طبقه زمین تخمین زده شد (جدول ۳). همانطور که نشان داده شده است، بازده گندم دیم متناسب با بهبود شاخص قابلیت زمین برای کشاورزی[۱۲] افزایش می‌یابد. با استفاده از ارتباط قابلیت-بازده، برآورد می گردد که با اختصاص ۱ میلیون هکتار از زمین‌های استفاده نشده‌ای که کیفیت متوسطی دارند برای انجام کشت گندم دیم، ۰,۸ میلیون تن غلات گندم می‌تواند در هر سال تولید گردد.

توزیع مجدد زمین‌های کشاورزیِ با کیفیت پایین به زمین‌های با کیفیت بهتر، این پتانسل را دارد که بازده تولید محصول در ایران را بهبود بخشد و بنابراین یک استراتژی مناسب برای افزایش تولید محصولات کشاورزی بدون نیاز به توسعه زمین زراعتی ارائه می‌دهد. از اعمال شیوه‌های ناکارا در کشت در زمین‌های نامناسب باید اجتناب گردد چراکه با توجه به هزینه‌ی تشدید تخریب زمین و مشکل کمبود آب، بازده اندکی در پی دارد. همانطور که در بالا اشاره شد، از لحاظ ظرفیت تولید گندم دیم، وسعت کوچک ۱ میلیون هکتار از مساحت زمین‌های با کیفیت متوسط ممکن است به اندازه ۵,۵ میلیون هکتار از زمین‌هایی که نامناسب بوده یا کیفیت بسیار ضعیفی دارند ارزش داشته باشد. اگرچه این نتیجه را نمی‌توان برای دیگر محصولاتی که در ایران کشت می‌شوند درنظر گرفت اما می‌توان گفت گندم گزینه خوبی برای چنین تعمیمی است چراکه از لحاظ گستردگی

[۱۲] suitability index

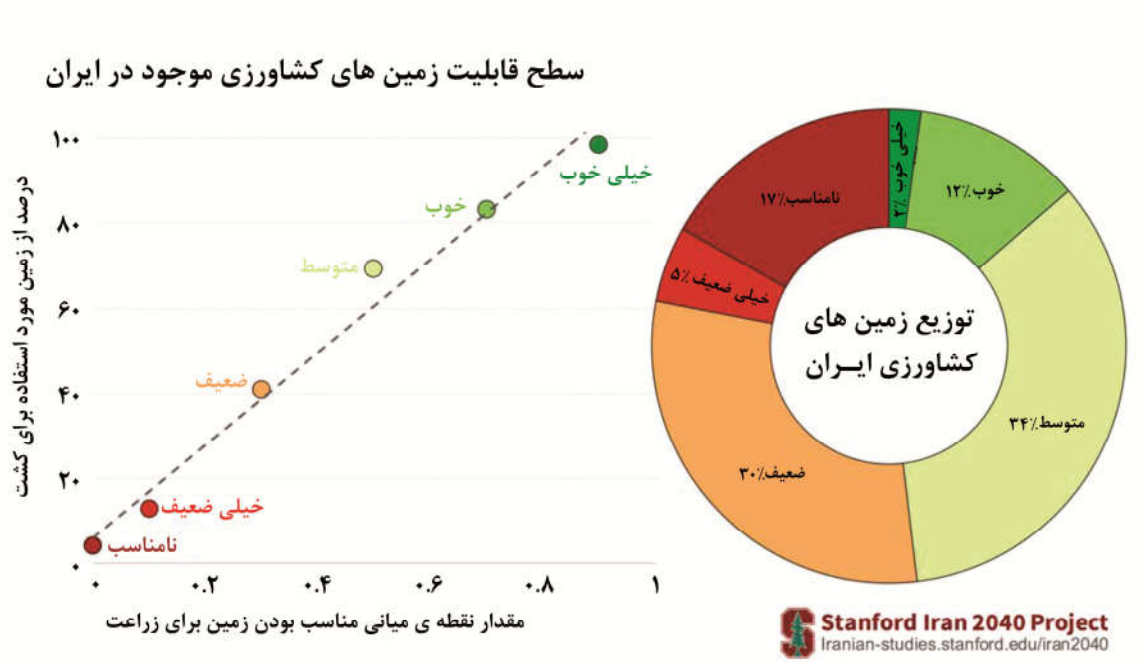
محصولی است که بیشترین زمین تحت کشت در کشور را داراست (۵۰ درصد از کل مساحت برداشت و به عنوان یک گیاه با سازگاری بالا مورد توجه قرار گرفته است.

البته توزیع مجدد کشتزارها در ایران، به دلیل موانع سیاسی، اقتصادی، سازمانی، منطقی، آماری، اجتماعی و منطقه‌ای متفاوت، کار دشواری برای تصمیم‌گیرندگان و ذینفعان است. ممکن است دسترسی به زمین‌هایی که برای کشاورزی مناسب هستند به دلیل این که در مناطق دور افتاده قرار گرفته یا پراکنده هستند، چندان آسان نباشد. اجرای روش‌های مشخص کشاورزی صنعتی در زمین‌های نامناسب می‌تواند یک استراتژی مناسب برای حفظ این زمین‌ها به صورت پایدار در بخش کشاورزی باشد، درعین حال از هزینه‌های بالقوه سیاسی، اجتماعی و اقتصادی که به توزیع مجدد زمین‌های زراعتی و جوامع کشاورزی اختصاص می‌یابند اجتناب گردد. برای مثال، تاسیسات گلخانه‌ای می‌توانند در برخی از این مکان‌ها مستقر شوند تا بر محدودیت‌های دسترس‌پذیری آب و مناسب بودن زمین فائق آیند. آب و هوای اکثر مناطقی که به عنوان نامناسب شناخته شده‌اند با مشخصه‌ی روزهای گرم و آفتابی توصیف می‌شوند که برای توسعه کشت گلخانه‌ای مناسب می‌باشد. برای مثال، مناطقی در سیستان و بلوچستان (یکی از خشک‌ترین مناطق در جنوب شرقی ایران) وجود دارد که در آنها چندین نوع میوه تحت شرایط گلخانه‌ای به عمل می‌آید چرا که طول دوره رشد در این استان بیش از ۱۰ ماه است. از آنجایی که در این منطقه، کمبود آب هم در کشت و هم در کشت زراعی یکی از عوامل محدودکننده به حساب می‌آید، مساله کمبود آب در اثر کمتری برگشت گلخانه ای دارد.

جدول ۳. بازده گندم دیم برآورد شده برای طبقه‌های مختلف زمین برمبنای داده‌های زمین فائو (۱۷).

سطح قابلیت برای کشاورزی	بازده گندم دیم (تن در هکتار)
نامناسب	۰,۰۹
خیلی ضعیف	۰,۳۴
ضعیف	۰,۴۷
متوسط	۰,۸۴
خوب	۱,۱۷
خیلی خوب	۱,۴۳

کل ۹. توزیع زمین‌های کشاورزی ایران (تحت کشت، کشت نشده) در میان طبقه‌های مختلف مربوط به قابلیت زمین برای کشاورزی مطابق شکل ۸. شکل سمت چپ، درصد از زمین در هر طبقه که برای زراعت مورد استفاده قرار گرفته است را نشان می‌دهد. نمودار حلقه‌ای (سمت راست)، نسبت از کل مساحت کشاورزی ایران که در هر طبقه قرار گرفته است را نشان می‌دهد.



نتیجه‌گیری

زمین در دسترس در ایران را برای مقاصد کشاورزی بر مبنای تعداد زیادی متغیر از جمله خواص خاک و شرایط جوی و زمین با دقت بالا بررسی گردید. بر این اساس:

۱.علاوه بر محدودیت‌های آبی شناخته شده، کمبود منابع زمین نیز از موانع قابل توجه در توسعه پایدار کشاورزی در ایران به حساب می‌آید.

۲.بخش زیادی از کشتزارها از لحاظ کیفیت و مناسب بودن برای کشاورزی در طبقه‌هایی که رتبه نامناسب و بسیار ضعیف دارند قرار می‌گیرند.

بازده حاصل از این زمین‌ها نه تنها کم است، بلکه می‌تواند به محیط آسیب برساند و از این رو به کاهش بیشتر بازده در آینده بینجامد.

۳.بعید به نظر می‌رسد که گسترش زمین بر ظرفیت تولید غذا در ایران به طور قابل توجهی بیفزاید.

البته توزیع مجدد زمین‌ها و تغییر از رتبه‌ی با کیفیت کمتر به زمین‌های مناسب‌تر تاحدی می‌تواند پایداری کلی کشاورزی در ایران را بهبود بخشد.

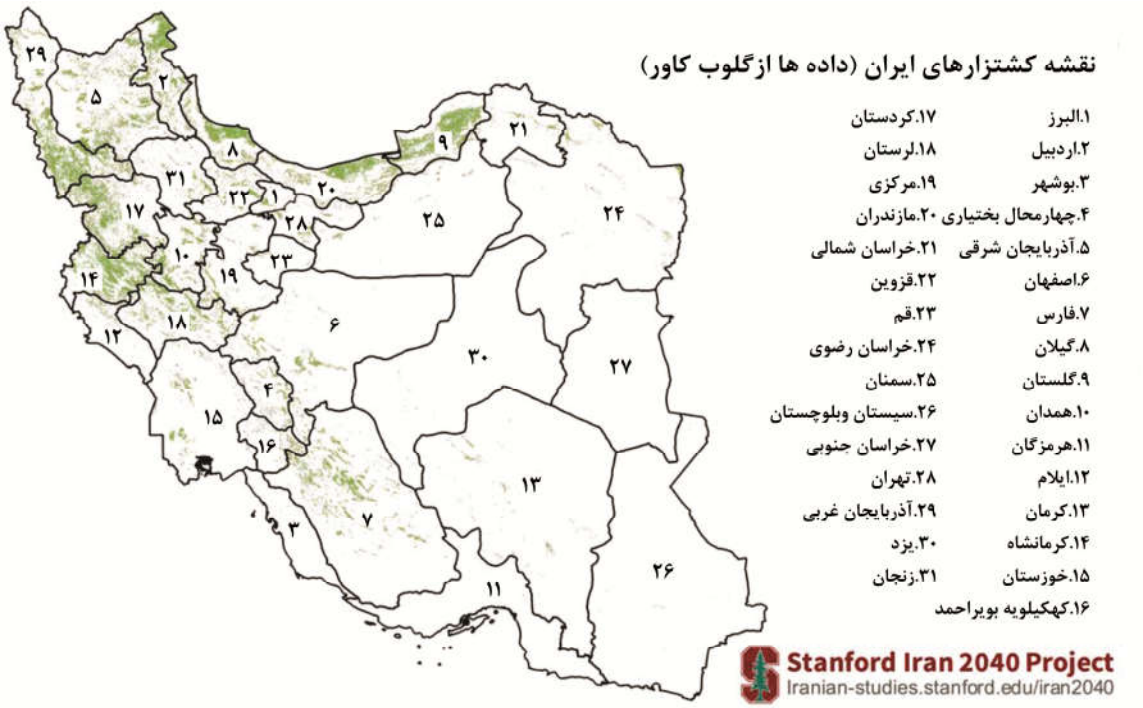
۴. در مناطقی که سطح قابلیت زمین برای کشت، لزوماً بالا نمی‌باشد، رسیدن به ظرفیت بیشتر تولید غذا از طریق اتخاذ شیوه‌های مشخص کشاورزی مدرن (مانند کشت گلخانه‌ای) امکانپذیر می‌باشد.

مطالعه حاضر از میزان بارش به عنوان عامل دسترس‌پذیری آب استفاده کرده است. درنظر گرفتن دسترس‌پذیری آب‌های سطحی و زیرزمینی می‌تواند موجب تکمیل نتایج حاصل از تحلیل گردد. با این حال با توجه به وجود همبستگی بالا بین دسترس‌پذیری آب و مناسب بودن زمین برای کشاورزی، انتظار نمی‌رود یافته‌های کلی این تحقیق بواسطه درنظر گرفتن شرایط دسترس پذیری آب به طور قابل ملاحظه‌ای تغییر نمایند. با این وجود، به خاطر محدودیت‌های فعلی ناشی از کمبود آب در کشور، احتمالاً اگر فاکتور دسترس‌پذیری آب را به تحلیل مذکور افزوده شود، شاهد کاهش ظرفیت بالقوه کشاورزی در ایران خواهیم بود. در مطالعه بعدی نگاه دقیق‌تری بر توزیع الگوهای کشت محصولات کشاورزی[۱۳] خواهیم داشت و درمورد آینده صنعت کشاورزی ایران در زمینه‌ی مصرف آب شیرین و ارزش پولی محصولات بحث خواهیم نمود.

[۱۳] crops patterns

پیوست A: توزیع کشتزارها در سرتاسر ایران

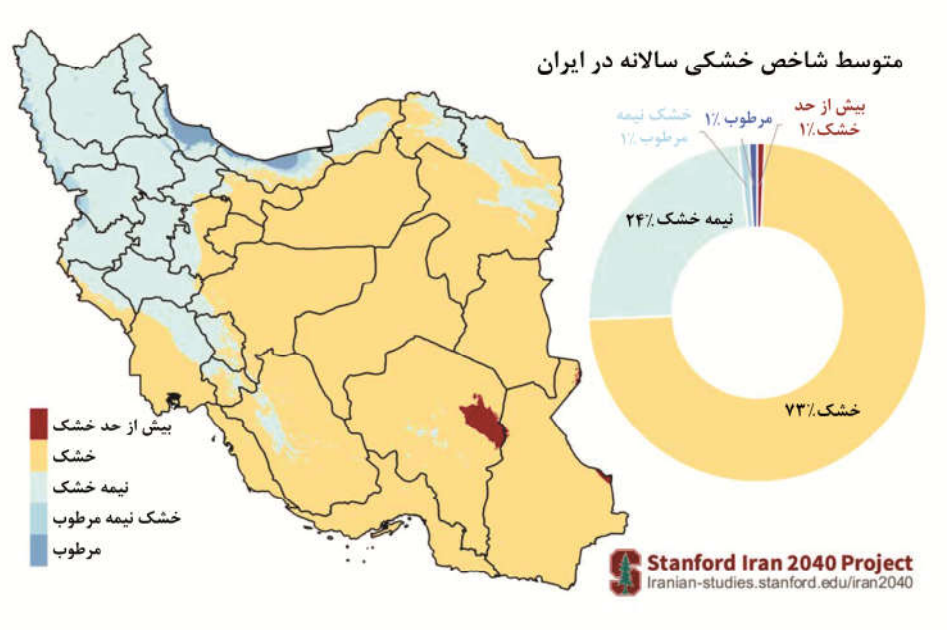
شکل ۱ A. نقشه زمین‌های کشاورزی ایران بر مبنای داده‌های گلوب کاور ۲۰۰۹.



شکل ۲ A نمونه‌ای از خطا در محاسبه‌ی مساحت زمین کشاورزی در پایگاه داده‌های گلوب کاور .

پیوست B: متوسط شاخص خشکی ایران

شکل B.1: شاخص خشکی مناطق مختلف ایران در دوره ۱۹۹۰ - ۱۹۶۰



www.cvpf.ir
Bank, Insurance & Equity Holding of the Civil Servants Pension Fund
خیابان شهید مطهری ،تقاطع خیابان قائم مقام فراهانی ،پلاک ۲۵۱